



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar situada en Molina de Segura, Murcia.

Titulación:
Alumno/a:
Director/a/s:

Master Energías Renovables
Sergio López Palazón
Ana María Nieto Morote

Cartagena, 17 de Septiembre de 2014

INDICE

I.- INTRODUCCIÓN	1
1.- Resumen	1
2.- Contexto energético	2
2.1.- El consumo energético residencial español	2
2.2.- Prospectiva	3
2.3.- El rol de la producción fotovoltaica	3
3.- Estado del arte del fotovoltaico	4
3.1.- Tecnología Fotovoltáica	4
3.2.- Curva característica	6
3.2.1 Influencia de la temperatura sobre los parámetros característicos	9
3.2.2 Otros factores de pérdidas energéticas	10
3.2.2.1.- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal	11
3.2.2.2.- Pérdidas de mismatch o desconexionado	11
3.2.2.3.- Pérdidas por polvo y suciedad	11
3.2.2.4.- Pérdidas angulares y espectrales	12
3.2.2.5.- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado	12
3.2.2.6.- Pérdidas por temperatura	13
3.2.2.7.- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico	13
3.2.2.8.- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	13
3.3.-Proceso de fabricación	14
4.- Descripción general de una instalación fotovoltaica	15
4.1.- Modulo fotovoltaico	16
4.2.- Estructura del módulo fotovoltaico	17
4.2.1 Tipos de módulos fotovoltaicos y sus células	17
4.2.1.1 Tipos de paneles según su forma	20
4.2.2 Cubierta frontal	22
4.2.3 Encapsulante	23
4.2.4 Cubierta posterior	23
4.2.5 Células solares y sus conectores	23
II- MEMORIA	25
1.- Datos de partida	25
1.1.- Titulares de la instalación. Al inicio y al final	25
1.2.- Emplazamiento de la instalación	25

1.3- Superficie disponible	26
1.3.1.-Hipótesis 1	26
1.3.2.-Hipótesis 2	28
1.4- Zona climática en función de la radiación global.....	29
2.-Normativa aplicable	31
3.-Alternativas propuestas para el análisis de viabilidad.....	34
3.1.-Diferentes tecnologías fotovoltaicas	34
3.2.-Diferentes tipos de conexionado.....	37
3.3.- Resultados obtenidos para cada una de las soluciones propuestas.....	39
3.3.1.- Soluciones técnicas.....	39
3.3.1.1.-Instalacion conectada a red	39
3.3.1.2.- Instalación aislada	40
3.3.2.- Soluciones económicas.....	42
3.3.2.1.- Aspectos destacables en el estudio económico.....	42
3.3.2.2.-Conexión a red	49
3.3.2.2.1.- Según el RD24-2013.	49
3.3.2.2.2.- Según el borrador del autoconsumo.	50
3.3.2.3.- Instalación aislada	53
3.3.2.4.- En base al RD413/2014 (Retribución a la inversión)	54
4.- Conclusiones	57
ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	59
1.- Estructura del sistema fotovoltaico	59
1.1.- Superficie útil	59
1.2- Distancia mínima entre filas de módulos	62
2- Calculo de pérdidas por orientación, inclinación y sombreado	64
2.1.- Orientación e inclinación	65
2.2- Sombreado.....	72
3- Estructura soporte	74
4.1.- Instalación con conexión a red	74
4.1.1.- Silicio monocristalino.....	75
4.1.1.1- Distribución de inversores. String	75
4.1.1.2.- Comprobación analítica.	76
4.1.1.3.- Dimensionado del cableado.....	79
4.1.1.3.1.- Cableado CC.....	80
4.1.1.3.2.- Cableado AC.....	83

4.1.1.3.3.- Cableado de protección	85
4.1.1.4.- Protecciones	87
4.1.1.4.1.- Protecciones CC	87
4.1.1.4.2.- Protecciones AC	89
4.1.1.5.- Producción anual esperada	90
4.1.1.5.1.- Performance ratio	90
4.1.2.- Silicio policristalino	94
4.1.2.1- Distribución de inversores. String	94
4.1.2.2 Comprobación analítica.	95
4.1.2.3.- Dimensionado del cableado.....	97
4.1.2.3.1.- Cableado CC.....	98
4.1.2.3.2.- Cableado AC.....	100
4.1.2.3.3.- Cableado de protección	101
4.1.2.4.- Protecciones	104
4.1.2.4.1.- Protecciones CC	104
4.1.2.4.2.- Protecciones AC	106
4.1.2.5.- Producción anual esperada	106
4.1.2.5.1.- Performance ratio	106
4.1.3.- Silicio amorfo.....	111
4.1.3.1- Distribución de inversores. String	111
4.1.3.2 Comprobación analítica.	112
4.1.3.3.- Dimensionado del cableado.....	114
4.1.3.3.1.- Cableado CC.....	115
4.1.3.3.2.- Cableado AC.....	117
4.1.3.3.3.- Cableado de protección	118
4.1.3.4.- Protecciones	121
4.1.3.4.1.- Protecciones CC	121
4.1.3.4.2.- Protecciones AC	123
4.1.3.5.- Producción anual esperada	123
4.1.3.5.1.- Performance ratio	123
4.1.4.- Teluro de Cadmio	128
4.1.4.1- Distribución de inversores. String	128
4.1.4.2.- Comprobación analítica.	129
4.1.4.3.- Dimensionado del cableado.....	132
4.1.4.3.1.- Cableado CC.....	132

4.1.4.3.2.- Cableado AC.....	134
4.1.4.3.3.- Cableado de protección	136
4.1.4.4.- Protecciones	138
4.1.4.4.1.- Protecciones CC	138
4.1.4.4.2.- Protecciones AC	140
4.1.4.5.- Producción anual esperada.....	140
4.1.4.5.1.- Performance ratio	141
4.2.- Instalación aislada	145
4.2.1.- Estimación del consumo energético.	145
4.2.2.- Datos de partida para el cálculo:	146
4.2.3.- Cálculos justificativos.....	146
4.2.3.1.- Cálculos genéricos para las soluciones propuestas.....	146
4.2.3.2.- Instalación eléctrica necesaria:	151
4.2.3.2.1.- Cableado.....	151
4.2.3.2.2.- Protecciones.	156
ANEXO II: CALCULOS ECONOMICOS	159
1.- Análisis económico para la instalación conectada a red	159
1.1.- Presupuesto de inversión	159
1.2.- Datos de financiación	167
1.3.- Costes de explotación	169
1.3.1.- Costes de funcionamiento del primer año	169
1.3.2.-Costes financieros	170
1.3.3.-Costes de depreciación.....	171
1.4.- Datos de ingresos.....	174
1.4.1.- En base al RD24-2013	174
1.4.2.- En base a la propuesta de RD de autoconsumo.	177
1.4.3.- En base al RD413/2014 (Retribución a la inversión).....	180
1.5.- Cash-flow	184
1.5.1.- RD24-2013	184
1.5.2.- Borrador autoconsumo	190
1.5.3.- En base al RD413/2014.....	195
1.6.- Análisis de sensibilidad.....	201
1.6.1.- RD24-2013	201
1.6.2.- Borrador autoconsumo	201
1.6.3.- En base al RD413/2014.....	201

2.- Análisis económico para la instalación aislada.....	202
2.1.- Presupuesto de inversión	202
2.2.- Datos de financiación	205
2.3.- Costes de explotación	207
2.3.1.- Costes de funcionamiento del primer año	207
2.3.2.-Costes financieros	207
2.3.2.-Costes anuales.....	207
2.4.- Cash-flow	209
2.5.- Análisis de sensibilidad.....	213
Bibliografía	214
ANEXO III: PLANOS	215
ANEXO IV: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	215
ANEXO V: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS REGULADORES.....	215
ANEXO VI: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES.....	215
ANEXO VII: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LAS BATERIAS	215
ANEXO VIII: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES.....	215
ANEXO IX: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS FUSIBLES	215
ANEXO X: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS MAGNETOTERMICOS	215
ANEXO XI: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y SISTEMAS DE FIJACIÓN HOOK.....	215
ANEXO XII: BORRADOR RD AUTOCONSUMO	215

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Repartición del consumo de la curva.....	2
Ilustración 2. Technology RoadMap IEA (2)	3
Ilustración 3. Constitución básica de una célula	6
Ilustración 4. Esquema circuito equivalente	7
Ilustración 5. Formación de la curva I-V de una célula solar.....	7
Ilustración 6. Curva y parámetros característicos de la curva.	8
Ilustración 7. Variación de los parámetros característicos con la temperatura.	9
Ilustración 8. Etapas del proceso fotovoltaico	15
Ilustración 9. Silicio puro monocristalino.....	18
Ilustración 10. Silicio puro policristalino.	19
Ilustración 11. Panel con sistema de concentración.	21
Ilustración 12. Paneles de formato “teja o baldosa”	22
Ilustración 13. Células solares y sus conectores.....	24
Ilustración 14. Emplazamiento de la instalación.....	26
Ilustración 15. Superficie disponible. Hipótesis 1.....	27

Ilustración 16. Superficie disponible. Hipótesis 2.....	28
Ilustración 17. Zonificación Climática.	29
Ilustración 18. División según radiación solar media anual	30
Ilustración 19. Esquema conexión a red.	38
Ilustración 20. Esquema conexión aislada.	39
Ilustración 21. Precios de Mercado Libre anual. OMIE.....	44
Ilustración 22. Estudio de la tendencia de los precios. OMIE.	45
Ilustración 23. Código de nuestra instalación. RD413/2014.....	55
Ilustración 24. Retribución a la inversión. RD413/2014	56
Ilustración 25. Superficie útil de silicio monocristalino	59
Ilustración 26. Superficie útil de silicio policristalino.....	60
Ilustración 27. Superficie útil de silicio amorfo.	61
Ilustración 28. Superficie útil de Teluro de Cadmio.....	62
Ilustración 29. Distancia mínima. Silicio monocristalino y policristalino.....	63
Ilustración 30. Distancia mínima. Silicio amorfo.	63
Ilustración 31. Distancia mínima. Teluro de Cadmio.	64
Ilustración 32. Orientación óptima. PVSYST.....	65
Ilustración 33. Inclinación óptima.....	66
Ilustración 34. Inclinación y orientación. Verano.	67
Ilustración 35. Inclinación y orientación. Invierno.	68
Ilustración 36. Orientación e inclinación de los módulos.	68
Ilustración 37. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.	71
Ilustración 38. Diagrama de trayectorias del sol	73
Ilustración 39. Estructura soporte. HOOK.....	74
Ilustración 40. Distribución Inversores. Silicio Monocristalino.	76
Ilustración 41. Intensidades admisibles al aire. REBT.....	81
Ilustración 42. Esquema de Cableados de protección.....	86
Ilustración 43. Performance Ratio. Silicio Monocristalino.....	93
Ilustración 44. Distribución Inversores. Silicio Policristalino.....	94
Ilustración 45. Performance Ratio. Silicio Policristalino.....	110
Ilustración 46. Distribución Inversores. Silicio Amorfo.....	111
Ilustración 47. Performance Ratio. Silicio Amorfo.....	127
Ilustración 48. Distribución Inversores. Teluro de Cadmio.	128
Ilustración 49. Performance Ratio. Teluro de Cadmio.....	144

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Radiación solar global. Zonificación climática.....	30
Tabla 2. Radiación solar. PVGIS	31
Tabla 3. Comparativa de Tecnologías fotovoltaicas.	35
Tabla 4. Características de los módulos seleccionados.	37
Tabla 5. Soluciones Técnicas. Conexión a red.	40
Tabla 6. Soluciones Técnicas. Conexión aislada.	42
Tabla 7. Interpretación del resultado del VAN.....	48

Tabla 8. Energía consumida mensual.....	51
Tabla 9. Energía generada por el generador fotovoltaico. Autoconsumo.....	52
Tabla 10. Ahorro corregido por peaje de respaldo. Autoconsumo.....	52
Tabla 11. Pérdidas Límite.	65
Tabla 12. Energía generada. Silicio monocristalino.	94
Tabla 13. Energía generada. Silicio Policristalino.	111
Tabla 14. Energía generada. Silicio Amorfo.	128
Tabla 15. Energía generada. Teluro de Cadmio.....	145
Tabla 16. Estimación del consumo de la vivienda.	145
Tabla 17. Caída de Tensión máxima por tramo. Instalación aislada.	152
Tabla 18. Cables de protección instalación aislada. Monocristalino y policristalino. ..	155
Tabla 19. Cables de protección instalación aislada. Teluro de Cadmio.....	156
Tabla 20. Presupuesto de Inversión. Silicio Monocristalino conectado a red.	160
Tabla 21. Presupuesto de Inversión. Silicio Policristalino conectado a red.....	162
Tabla 22. Presupuesto de Inversión. Silicio Amorfo conectado a red.	164
Tabla 23. Presupuesto de Inversión. Teluro de Cadmio conectado a red.	166
Tabla 24. Financiación. Silicio Monocristalino conectado a red.	167
Tabla 25. Financiación. Silicio Policristalino conectado a red.	168
Tabla 26. Financiación. Silicio Amorfo conectado a red.	168
Tabla 27. Financiación. Teluro de Cadmio conectado a red.	169
Tabla 28. Coste de depreciación. Silicio Monocristalino conectado a red.	171
Tabla 29. Coste de depreciación. Silicio Policristalino conectado a red.....	172
Tabla 30. Coste de depreciación. Silicio Amorfo conectado a red.	173
Tabla 31. Coste de depreciación. Teluro de Cadmio conectado a red.	173
Tabla 32. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Monocristalino.....	175
Tabla 33. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Policristalino.	175
Tabla 34. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Amorfo.....	176
Tabla 35. Datos de ingresos RD24/2013. Teluro de Cadmio.....	177
Tabla 36. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Monocristalino.....	178
Tabla 37. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Policristalino.	179
Tabla 38. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Amorfo.	179
Tabla 39. Datos de ingresos Autoconsumo. Teluro de Cadmio.	180
Tabla 40. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Monocristalino.....	181
Tabla 41. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Policristalino.	182
Tabla 42. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Amorfo.....	183
Tabla 43. Datos de ingresos RD413/2014. Teluro de Cadmio.....	184
Tabla 44. Cash Flow RD24/2013. Silicio Monocristalino.....	186
Tabla 45. Cash Flow RD24/2013. Silicio Policristalino.	187
Tabla 46. Cash Flow RD24/2013. Silicio Amorfo.....	188
Tabla 47. Cash Flow RD24/2013. Teluro de Cadmio.....	189
Tabla 48. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Monocristalino.....	191
Tabla 49. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Policristalino.	192
Tabla 50. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Amorfo.	193
Tabla 51. Cash Flow Autoconsumo. Teluro de Cadmio.	195
Tabla 52. Cash Flow RD413/2014. Silicio Monocristalino.....	196
Tabla 53. Cash Flow RD413/2014. Silicio Policristalino.	197
Tabla 54. Cash Flow RD413/2014. Silicio Amorfo.....	199

Tabla 55. Cash Flow RD413/2014. Teluro de Cadmio.....	200
Tabla 56. Presupuesto de Inversión. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.	203
Tabla 57. Presupuesto de Inversión. Teluro de Cadmio Aislado.....	204
Tabla 58. Financiación de Instalación. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.	206
Tabla 59. Financiación de 2ªBaterías. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.	206
Tabla 60. Financiación de Instalación. Teluro de Cadmio Aislado.....	206
Tabla 61. Financiación de 2ªBaterías. Teluro de Cadmio Aislado.	207
Tabla 62. Costes anuales. Monocristalino y Policristalino Aislados.	208
Tabla 63. Costes anuales. Teluro de Cadmio Aislado.	209
Tabla 64. Cash Flow. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.....	211
Tabla 65. Cash Flow. Teluro de Cadmio Aislado.....	212



I.- INTRODUCCIÓN

1.- Resumen

El objetivo de este documento es el de estudiar la viabilidad técnico-económica de la integración de un sistema de producción de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica en la localidad de Molina del Segura, provincia de Murcia, de modo que sirva de autoconsumo para una vivienda unifamiliar y/o la venta de la energía eléctrica sobrante por la instalación fotovoltaica conectada a red, a la compañía de distribución eléctrica correspondiente de la zona.

Se realizará el análisis de viabilidad técnico-económico, así como el proyecto de la instalación solar fotovoltaica para uso unifamiliar, constituido desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de consumo y/o conexión a red eléctrica, marcando este el límite del proyecto que nos ocupa.

En primera instancia, un estudio de memoria tecnológica actual se vuelve imprescindible, pues precisamos determinar las “Mejores Tecnologías Disponibles” del mercado actual, tal que la tecnología de célula monocristalina, policristalina, o de capa fina. Asimismo, durante las diferentes fases del proyecto, se estudiarán los principios básicos de funcionamiento de los diferentes elementos que componen el sistema que nos ocupa. Es, por tanto, un estudio de viabilidad técnica.

Una herramienta de cálculo técnico y dimensionamiento de la instalación, ha sido creada, operando sobre datos de entrada para los diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas escogidos, incluyendo el dimensionamiento óptimo del equipamiento necesario, tal que inversores, cableado, y accesorios de control y protección.

Nuestro análisis mostrará que la rentabilidad de invertir en estas tecnologías fotovoltaicas en España a cambiado mucho en los últimos años.



2.- Contexto energético

2.1.- El consumo energético residencial español

Se ha llegado a la conclusión de que son los edificios de nuestras ciudades los que demandan consumos energéticos muy elevados (1) y máximos de punta en situaciones circunstanciales extremas ligadas al clima. Existe un amplio colectivo de viviendas en situación de pobreza energética, con problemas en sus tecnologías poco eficientes, equipamiento de abastecimiento en caso aislado, discontinuidad del suministro, y alto coste de la factura eléctrica mensual o bi-mensual.

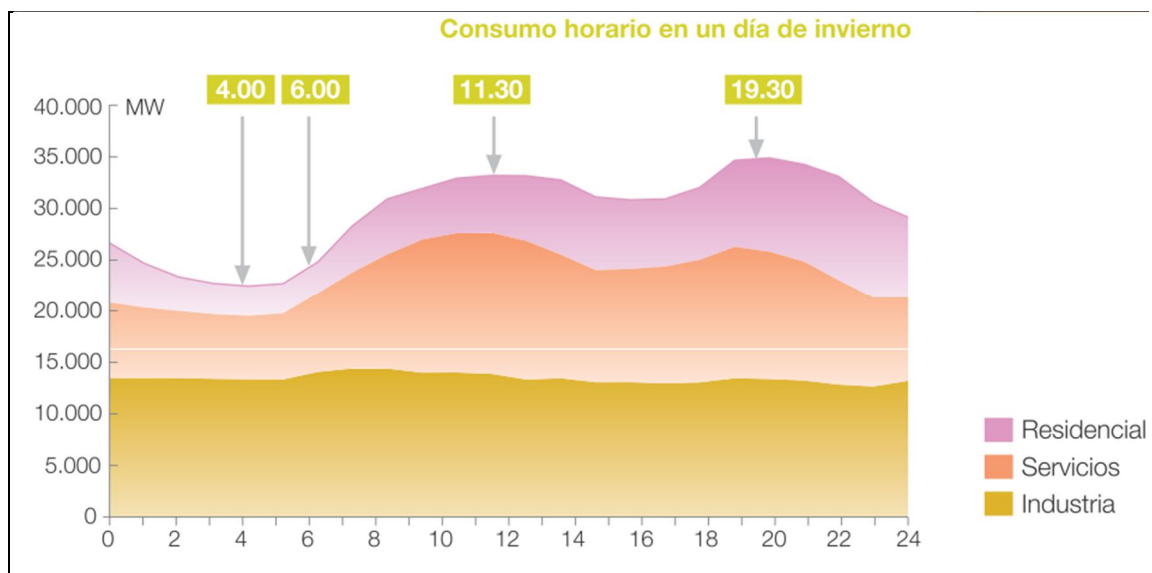


Ilustración 1. Repartición del consumo de la curva

Por éste motivo, es necesario plantear medidas que contribuyan a la reducción de esta pobreza energética y facturas elevadas, mediante el efecto combinado del refuerzo de tecnologías más eficientes, y del uso de energías limpias.

Así, hoy día, si se quiere llegar a los cálculos mínimos exigidos por organismos internacionales, Unión Europea y, en última instancia, el reglamento español, medidas del tipo producción mediante Energía Renovable es absolutamente fundamental para llegar a términos de eficiencia rondando A-B , pues el balance energético se compensa al producir energía a la vez que se consume, pudiendo



Llegar en ciertos casos, al ideal de balance energético neutro, o incluso positivo. Es decir, producimos tanta energía como consumimos, o incluso consumimos menos de la que producimos.

2.2.- Prospectiva

A través de un estudio prospectivo del IEA (2) constatamos que el aumento en los años venideros para el sector residencial se percibirá notoriamente en el sector de la electricidad específica, con un aumento logarítmico (debido, sobre todo, al uso informático) y la ampliación progresiva de la climatización, por la extremización de las estaciones.

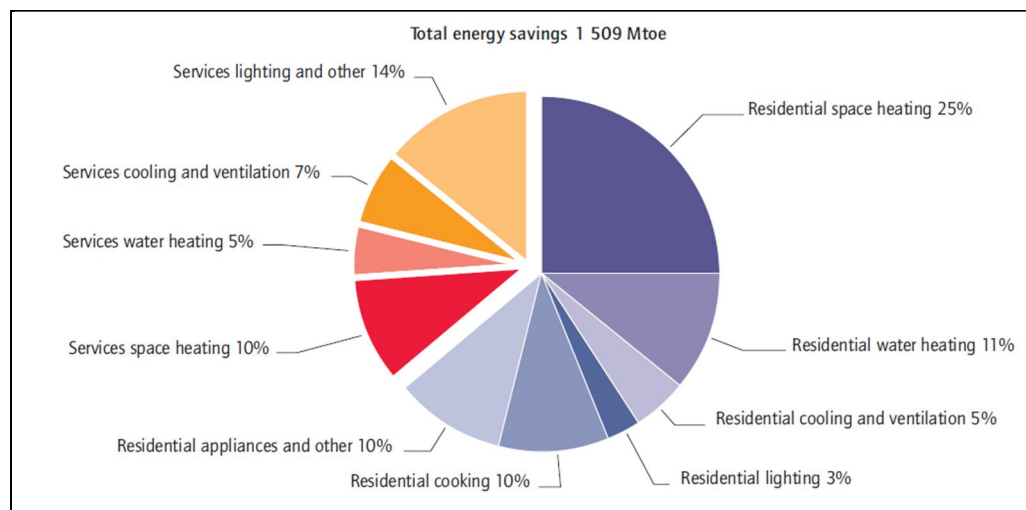


Ilustración 2. Technology RoadMap IEA (2)

La cuestión es entonces, ¿qué tecnología podemos aplicar para hacer frente a tales ganancias?

2.3.- El rol de la producción fotovoltaica

Nos preguntamos, entonces, ante tal panorama del consumo energético a venir, cual podrá ser el papel desempeñado por el fotovoltaico como productor de energía y autoconsumo en el hogar. Pues bien, el fotovoltaico, en su definición más general, puede ser un factor clave para la producción o la demanda, pues restituye el equilibrio perdido entre ambos parámetros, de forma eficiente energéticamente



y ayudando al control de emisiones de CO₂ tan castigado por la UE y el protocolo de Kyoto.

Así, el excedente que encontramos en las horas de irradiación solar máxima, podrá consumirse en parte (pues es el momento coincidente de mayor demanda de climatización), y almacenar el excedente de producción energética, pudiendo ser esta demandada en un momento en el que no pueda ser producida, y abastecer "gratuitamente".

Llegamos, por tanto, a un valor doble económico del fotovoltaico, tanto de falta de uso de la red de distribución, como del aprovechamiento de los extremos de la curva de carga eléctrica nacional. Aunque iremos a continuación viendo como todo esto ha sido intervenido por diferentes leyes del país.

3.- Estado del arte del fotovoltaico

3.1.- Tecnología Fotovoltaica

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. Las partículas que llegan del sol, conocidas como fotones, con diferentes energías, inciden sobre una célula FV y la energía del fotón se transfiere a un electrón de la célula. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal y crea una corriente en un circuito eléctrico. La energía de un fotón se puede obtener como:

$$E_{\text{FOTÓN}} = \frac{hc}{\lambda}$$

Donde h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y λ la longitud de onda del fotón.

Esta expresión deriva en otra de utilidad más directa, con la energía del fotón expresada en eV:



$$E_{\text{FOTÓN}}(eV) = \frac{1.240}{\lambda(nm)}$$

Se obtiene, entonces, que todo fotón con longitud de onda inferior a 1.100 nm tiene una energía superior a la energía de enlace del silicio $E_G = 1,12$ eV.

Así pues, todos los fotones de las bandas ultravioleta, visible e infrarrojo cercano son capaces de generar pares electrón-hueco en el receptor de silicio. Esto supone una posibilidad de absorción en el material de aproximadamente un 80% de la energía de la luz solar, mientras que los fotones menos energéticos del infrarrojo lejano lo atravesarían sin interaccionar.

Existe una gran cantidad de elementos con características intermedias entre los conductores y los aislantes: En condiciones normales son aislantes y no dejan pasar la corriente eléctrica, pero bajo ciertas circunstancias, a elevadas temperaturas o cuando se combinan con una pequeña cantidad de algunos elementos, pueden pasar a ser conductores. A estos elementos se les conoce como semiconductores, y es en estos materiales en los que se produce el efecto fotovoltaico.

Para que tenga lugar el efecto fotovoltaico, es necesario que los fotones tengan una energía mayor que un valor mínimo. En los semi-conductores el espacio energético entre las bandas llenas y vacías, o sea, las de conducción y de valencia, es mucho menor que el de los metales. Debido al pequeño espacio energético entre las bandas, si se le suministra la energía suficiente, el electrón se excita y pasa de una banda a otra. Ese "gap" de energía es el que definimos como "valor mínimo". Los fotones que superan este valor mínimo de energía pueden ser absorbidos en las proximidades de la superficie o bien pueden penetrar más en el interior del material.



3.2.- Curva característica.

Una célula solar es una unión de semiconductores PN, donde la región iluminada es la zona n. En la célula de silicio la región de carga neta negativa, tipo n, se logra mediante el dopado con fósforo, que tiene con 5 electrones en su última órbita.

En las células solares de silicio actuales, la unión pn se logra difundiendo una capa de fósforo (0,2-0,5 μm) en una oblea de silicio toda ella previamente impurificada con boro. El voltaje creado se sitúa alrededor de los 0,5-0,6 V.

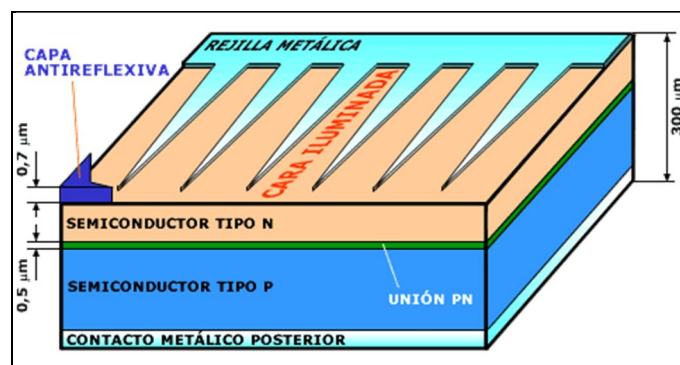


Ilustración 3. Constitución básica de una célula

Para poder extraer la corriente, es necesario disponer en ambas caras de los contactos metálicos adecuados, si bien su diseño es completamente diferente.

Así, en la cara iluminada (región n) deben contemplarse dos aspectos: Por una parte, la extracción de corriente de toda la superficie de la célula debe realizarse con la mayor eficacia posible, esto es, con pérdidas resistivas reducidas lo que conduciría a conectores de amplio grosor. Este factor se modela a través de la denominada resistencia serie de la célula.

Al mismo tiempo, los contactos metálicos deben dejar al descubierto una gran parte de la superficie para permitir el paso de la mayor cantidad de luz. Al contemplar ambos factores contrapuestos, resulta un diseño en forma de malla que optimiza la generación y extracción de corriente.

Una célula solar real se puede, por tanto, modelar a través de su circuito



equivalente, que tiene en cuenta los efectos de generación (I_L) y de recombinación (I_D), las pérdidas resistivas en la extracción de corriente (R_S) y efectos menores de fugas de corriente (como una resistencia paralelo, R_P).

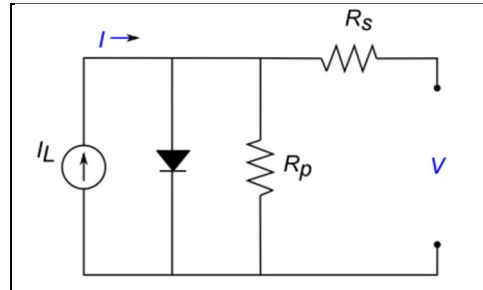


Ilustración 4. Esquema circuito equivalente

Al conectar una célula solar iluminada a una carga eléctrica externa, se produce una diferencia de potencial en los extremos de la carga, circulando corriente por ella. Esta corriente circulante es la resultante de los dos efectos opuestos: generación y recombinación.

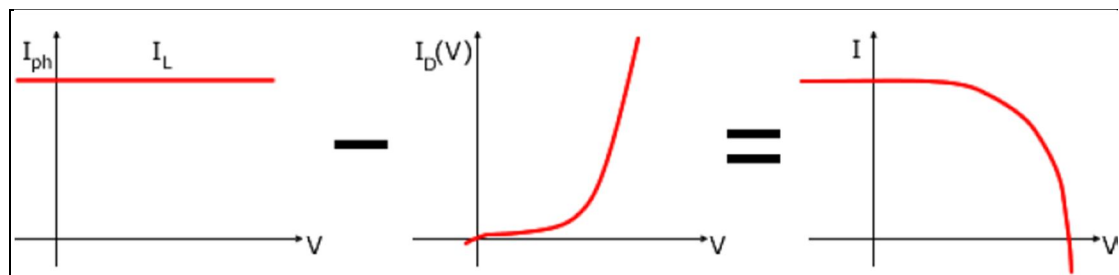


Ilustración 5. Formación de la curva I-V de una célula solar

La llamada corriente de iluminación, I_L , se debe a la generación de portadores antes explicada, que será proporcional a la radiación solar que incide sobre la célula. Por el contrario, el efecto de recombinación debido al voltaje externo, se conoce como corriente de oscuridad, I_D , con la característica de un diodo.

La combinación de ambos factores opuestos da lugar a la curva I-V que define los posibles puntos de operación de una célula solar iluminada y conectada a una carga externa.

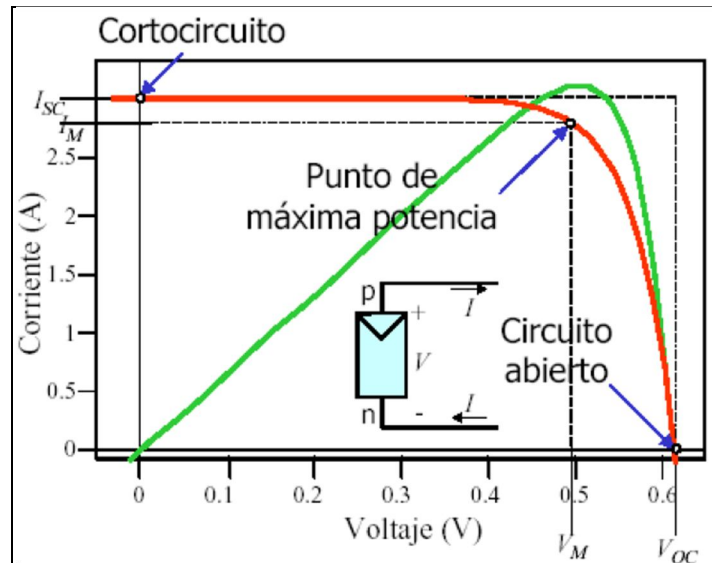


Ilustración 6. Curva y parámetros característicos de la curva.

Los valores más representativos de esta curva característica I-V son los siguientes:

- **Corriente de cortocircuito, I_{sc} :** es el máximo valor de corriente que circula por una célula solar. Se produce cuando la célula está cortocircuitada ($V=0$).
- **Tensión de circuito abierto, V_{oc} :** es el valor máximo de tensión entre terminales de la célula. Se produce cuando la célula no se encuentra conectada a ninguna carga, en vacío ($I=0$).
- **Punto de máxima potencia, (I_{PMP} , V_{PMP}):** es el par de valores de tensión y corriente para el que la célula solar entrega la máxima potencia posible. Se sitúa en el codo de la curva I-V.
- **Factor de forma o factor de llenado, FF:** es un parámetro que sirve para cuantificar la forma de la curva característica I-V de una célula y, de ahí, su calidad. Toma valores entre 0,7 y 0,8, a través de la siguiente expresión:

$$FF = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

Eficiencia de conversión energética o rendimiento, η : es el cociente entre la



máxima potencia eléctrica que se puede extraer de la célula y la potencia de la radiación incidente sobre ella:

$$\eta = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{P_L}$$

Los parámetros anteriores dependen de las condiciones externas, tanto de iluminación como de temperatura, fundamentalmente.

Así pues, para poder normalizar la caracterización de células, se establecen unas condiciones estándar de medida (CEM) o Standard Test Conditions, STC, en inglés) en las cuales se especifican todas las células solares del mercado. Están igualmente definidas por la norma EN61215:

- Irradiancia: 1.000 W/m²
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM1,5
- Incidencia perpendicular
- Temperatura de célula: 25°C

3.2.1 Influencia de la temperatura sobre los parámetros característicos

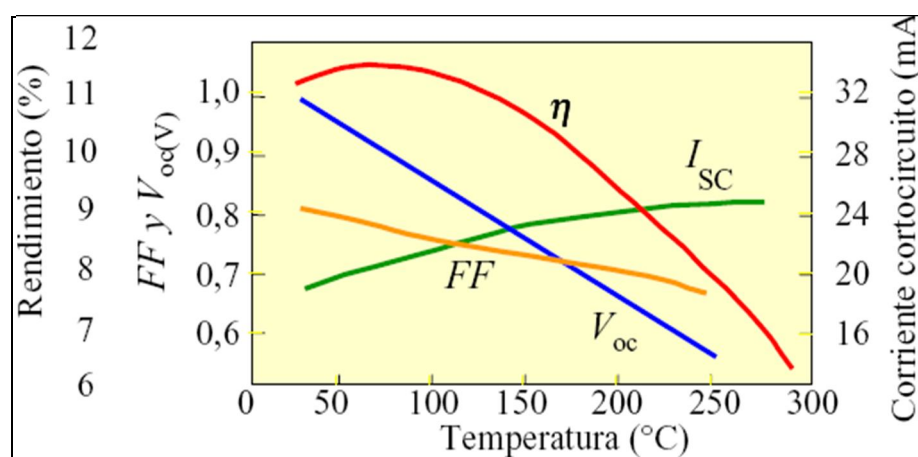


Ilustración 7. Variación de los parámetros característicos con la temperatura.

En cuanto a la influencia de la variación de la irradiancia solar incidente, se puede considerar que la corriente generada es proporcional a la iluminación recibida y



que no existen diferencias apreciables sobre la tensión.

La influencia de la temperatura de célula implica una reducción de la tensión de circuito abierto: Se produce un desplazamiento de la curva I-V hacia la izquierda con el aumento de la temperatura de célula. La sensibilidad de esta variación se sitúa alrededor de $-2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ para células de silicio.

La corriente de cortocircuito aumenta muy ligeramente con la temperatura, si bien, en el rango de variación habitual, a efectos prácticos puede considerarse constante.

De ambos efectos se puede deducir que el rendimiento de las células solares se reduce entre $0,043\text{-}0,05\%/^{\circ}\text{C}$, en células de silicio.

3.2.2 Otros factores de pérdidas energéticas.

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento para poder posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos.

A priori resulta muy fácil pensar que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico. Así por ejemplo un sistema con un generador fotovoltaico de potencia nominal 1 kWp instalado con unas condiciones meteorológicas tales que reciba una irradiación anual de $1800 \text{ kWh}/\text{m}^2$, dicho generador en ausencia de pérdidas produciría 1800 kWh.

Ahora bien, la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación:



3.2.2.1.- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante.

Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$ debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.

3.2.2.2.- Pérdidas de mismatch o desconexionado.

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de "bypass".

3.2.2.3.- Pérdidas por polvo y suciedad



Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

3.2.2.4.- Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m² de irradiancia y 25oC de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0o implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

3.2.2.5.- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la



corriente que por ellos circula.

3.2.2.6.- Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura

ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

3.2.2.7.- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc.

3.2.2.8.- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.



Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).

3.3.-Proceso de fabricación

Hasta que una instalación fotovoltaica inyecta la electricidad a la red o suministra para su propio consumo, ha habido un desarrollo tecnológico importante, con participación de diversas empresas de diferente grado de especialización y, en muchas ocasiones, de diferentes nacionalidades.

Las etapas básicas del proceso fotovoltaico para la generación eléctrica se pueden resumir en la siguiente ilustración.

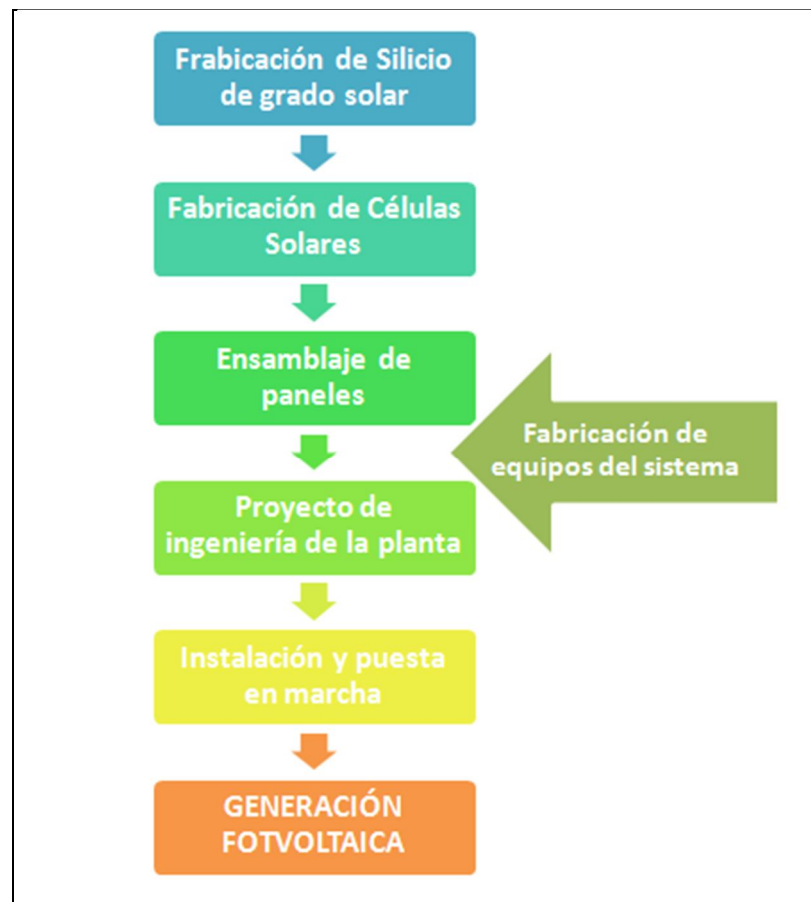


Ilustración 8. Etapas del proceso fotovoltaico

El silicio es la materia prima de la mayor parte de las células solares empleadas en la actualidad en aplicaciones terrestres. Es un material muy abundante en la Tierra que debe someterse a un proceso de purificación hasta obtener el llamado silicio de grado solar.

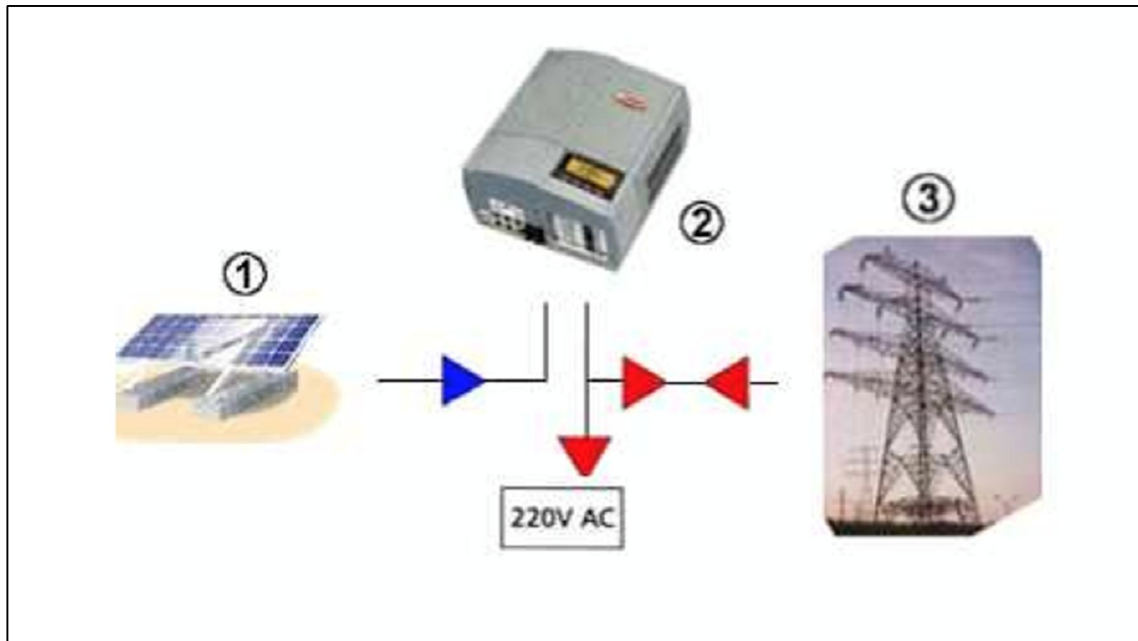
Las empresas fabricantes de células solares compran el silicio de grado solar en grandes bloques o tochos cilíndricos de varios metros de longitud y los cortan en obleas de pocos cientos de micras. Sobre estas obleas se realizan diversos procesos químicos y físicos hasta la obtención de las células solares.

4.- Descripción general de una instalación fotovoltaica.



Una instalación fotovoltaica conectada a la red dispone del conjunto de equipos, conexiones, aparamenta y sistemas que permiten su conexión a la red y su correcto funcionamiento.

En una instalación fotovoltaica convencional, esquematizada en la Figura, se pueden distinguir tres bloques funcionales bien diferenciados:



1. El generador, formado por módulos fotovoltaicos y su correspondiente estructura de soporte.
2. El inversor de potencia, responsable de adaptar las características de la energía producida por el generador (DC) a las requeridas por la red (AC)
3. La red eléctrica convencional

4.1.- Modulo fotovoltaico.

Desde el punto de vista de la aplicación de los sistemas fotovoltaicos para la obtención de la electricidad, es necesaria la asociación de células FV hasta obtener una potencia de generación deseada, que dependerá del tipo de instalación y adaptación de corriente. Esta asociación se materializa, en primer lugar, en el



módulo FV, que es el dispositivo comercial ya acabado consistente en una asociación de células FV siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación exterior. De la misma manera que las células FV se asocian para formar el módulo FV, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar.

4.2.- Estructura del módulo fotovoltaico.

El módulo FV consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto así definido es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando en la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándole eléctricamente del exterior. Tradicionalmente los módulos fotovoltaicos más utilizados en aplicaciones autónomas de pequeña potencia estaban constituidos por 33 ó 36 células de silicio monocristalino o policristalino, asociadas en serie. No obstante en la actualidad, con la amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y el incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o los módulos fotovoltaicos de alta concentración, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el modulo convencional con cubierta convencional transparente, encapsulado en Tedlar y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente para su integración en edificios, o los llamados “AC-modules”, que incorporan un pequeño inversor en la caja de conexiones generando por tanto en corriente alterna.

4.2.1 Tipos de módulos fotovoltaicos y sus células

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final. A continuación se describen los materiales que pueden formar las células solares:



- **Silicio Puro monocristalino**- Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



Ilustración 9. Silicio puro monocristalino

- **Silicio puro policristalino**- Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Ilustración 10. Silicio puro policristalino.

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada.

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- **Silicio amorfo.** (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.
- **Teluro de cadmio,** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%



- **Arseniuro de Galio**- Uno de los materiales más eficientes. presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- **Diseleniuro de cobre en indio**- con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%
- **Triple unión**. GaAs, Ge y GaInP2 esta unión de tres semiconductores obtiene un rendimiento del 39%.

4.2.1.1 Tipos de paneles según su forma

Empleando cualquiera de los materiales antes comentados se fabrican módulos fotovoltaicos para adaptarse a una aplicación en concreto o para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

- **Planos con sistema de concentración:**

Esta tecnología emplea una serie de superficies reflectantes, como son los espejos, metales, plásticos, que mediante una geometría de tipo paraboloide son capaces de dirigir la radiación solar recogida en una superficie a otra muy inferior concentrando la luz solar sobre las células solares. Estos sistemas de concentración hacen que una célula de menor tamaño que la de un panel plano clásico tenga el mismo rendimiento, ya que recibe una cantidad concentrada de radiación solar. Esto supone una disminución del precio del panel ya que los materiales reflectantes son mucho más baratos que las células solares, y ésta tecnología reduce el contenido de silicio en el panel.

La tecnología de concentración únicamente utiliza la energía directa (aquella que se sabe de donde viene) por lo que el sistema debe contar además con un sistema de seguimiento solar en dos ejes, que consta de un soporte para los módulos y



mediante unas sondas y una configuración adecuada se desplaza en dos ejes para que los módulos fotovoltaicos instalados en él encuentren siempre los rayos del sol perpendicularmente.

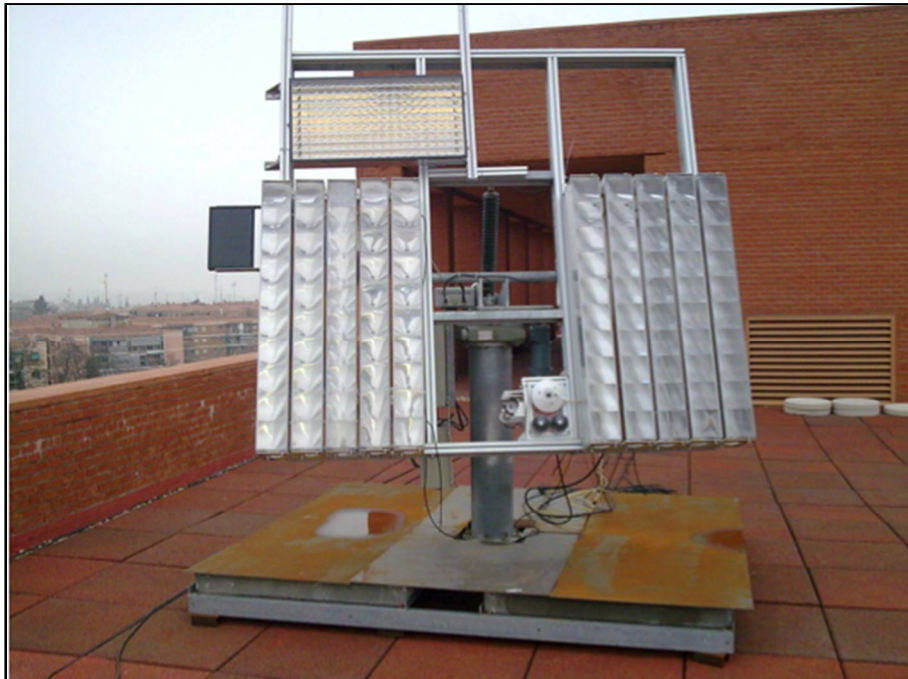


Ilustración 11. Panel con sistema de concentración.

- **Paneles de formato “teja o baldosa”:**

Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.



Ilustración 12. Paneles de formato "teja o baldosa"

- **Paneles bifaciales:**

Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

4.2.2 Cubierta frontal

Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica (350 a 1200 nm en caso de células de silicio), y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contará con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, ésta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del módulo. En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.



Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases y buenas propiedades de autolimpiado.

4.2.3 Encapsulante

Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).

4.2.4 Cubierta posterior

Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

4.2.5 Células solares y sus conectores

Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.

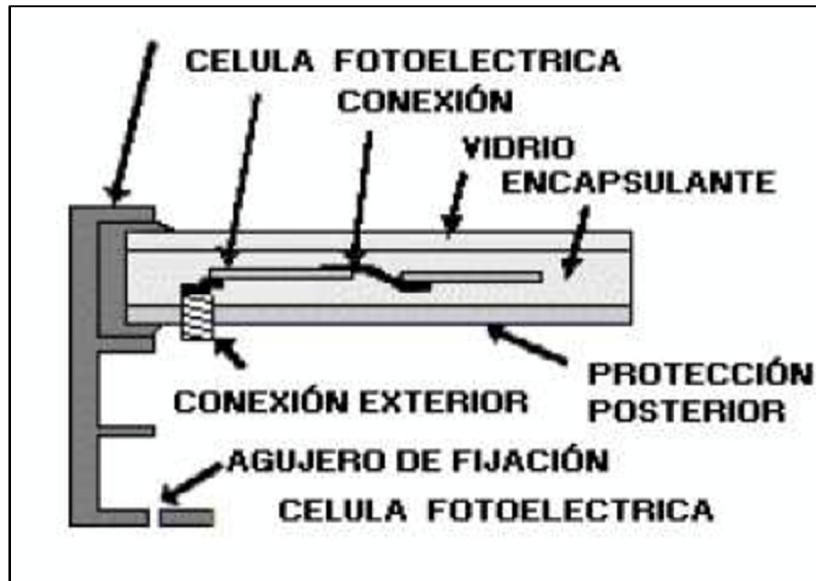


Ilustración 13. Células solares y sus conectores

Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una junta de neopreno, y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir su instalación y ensamblaje en cualquier estructura . Se incorpora también una caja de conexiones externa (normalmente adherida con silicona a la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Éste ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y en algunos casos lleva incorporados diodos de protección.

El tiempo de vida útil de los módulos debe ser superior a los 20 años, y el sistema ha de ser fiable incluso en las condiciones climatológicas más adversas. Para poder predecir esta fiabilidad a tan largo plazo, los módulos son sometidos a ensayos de cualificación de sus características eléctricas (como haremos en nuestro proyecto) y físicas. Algunos fabricantes poseen su propio Sistema de Aseguración de Calidad y realizan algunos de estos ensayos en muestras obtenidas de sus cadenas de producción, no obstante, existen normativas nacionales e internacionales de homologación de módulos fotovoltaicos que, si bien no son de obligado cumplimiento, son de una excelente garantía de durabilidad.



II- MEMORIA

1.- Datos de partida.

1.1.- Titulares de la instalación. Al inicio y al final.

El titular al inicio de la instalación es el Departamento de Electricidad de la Universidad Politécnica de Cartagena, con domicilio en Calle de Doctor Fleming 30202 Cartagena.

El titular al final de la instalación será el dueño de la vivienda con domicilio en Calle sierra de Gredos, nº 33, 30509 en Molina de Segura, Murcia.

1.2- Emplazamiento de la instalación.

La instalación objeto de estudio capaz de producir energía eléctrica de origen fotovoltaico, con potencia de 3,705 Kwp para el caso de Silicio monocristalino y policristalino, 1,384 Kwp para Silicio amorfo y 3,510 Kwp para telurio de Cadmio, se sitúa sobre el tejado de una vivienda situada en Molina de Segura (38°05'14.41"N 1°09'05.94"W). Esta distanciado a 7,6 Km del centro de Murcia. En el apartado de planos podemos apreciar con exactitud dicha parcela.



Ilustración 14. Emplazamiento de la instalación

1.3- Superficie disponible

Según el terreno estudiado, varias son las hipótesis que se pueden barajar en busca de un mayor aprovechamiento energético, cumpliendo su ratio efectividad/coste de nuestra instalación fotovoltaica.

1.3.1.-Hipótesis 1

En términos de aprovechamiento energético para producción fotovoltaica, la mejor posición es aquella orientada completamente en dirección Sur, con 0° de orientación. De toda la superficie de la vivienda disponible para la colocación de otros objetos, aquella única por la que no cerramos la vía de ninguno de los pasos posibles, es la de la zona trasera, al lado de la piscina.

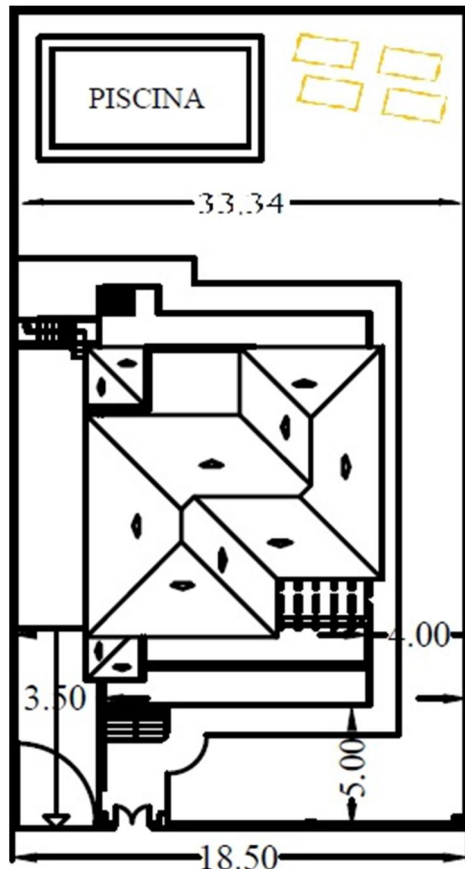


Ilustración 15. Superficie disponible. Hipótesis 1

La superficie aprovechable de la piscina, nos dará buenas posibilidades de montaje en nº de módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, un problema clave se plantea en tal superficie. Tal como aparece escrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (3), *no se debe montar una superficie de baja tensión a más de 3 m de las personas, sin la debida protección*. Tomando en consideración que hablamos de una vivienda familiar, donde la superficie debe estar libre de contacto eléctrico para toda la familia, pero mucho más, para los menores de edad, y además teniendo en cuenta la existencia de agua en la piscina, tal Hipótesis queda rechazada en términos de Seguridad y Salud para los habitantes de la vivienda. Además, el titular de la instalación no acepta dicha colocación.

⇒ **HIPOTESIS RECHAZADA**



1.3.2.-Hipótesis 2

La segunda hipótesis planteada, es aquella que cuida los términos antes rechazados, de seguridad y salud de los habitantes y que, sin embargo, pretende aprovechar las superficies más libres de obstáculos y, en la medida de lo posible, mejor orientadas al Sur, hacia un aprovechamiento energético máximo de la producción fotovoltaica. Hablamos, en tal caso, de las superficies del tejado mejor orientada hacia el sur

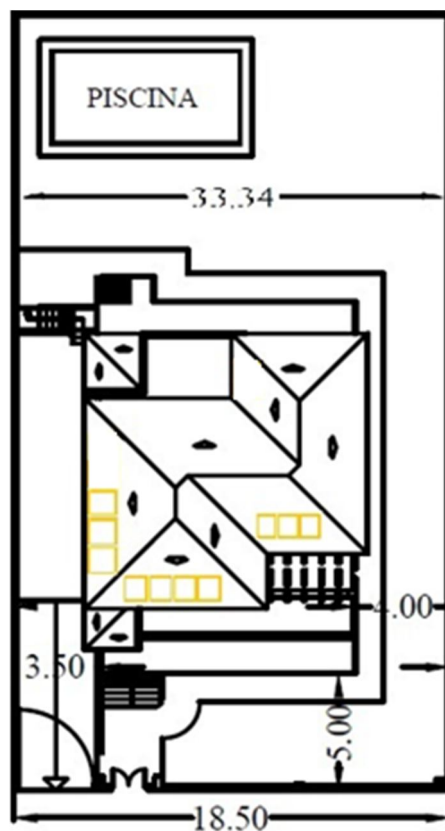


Ilustración 16. Superficie disponible. Hipótesis 2.

Por tanto, esta será el lugar donde en el Anexo I, se estudia la colocación de cada módulo, en el tejado de la vivienda.

El área disponible es de aproximadamente 112,5 m² en superposición.

⇒ **HIPOTESIS ACEPTADA**



1.4- Zona climática en función de la radiación global.

Para saber de manera exacta a que zona climática pertenece nuestra instalación, es necesario apoyarnos en el DB-HE/1 *"Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual"* (4)

Si en este documento, nos vamos a la zona de Molina de segura, veríamos que nos situamos en la zona V:

Provincia	Municipio	Código INE	Zona Climática
MURCIA	Cieza	30019	V
	Fortuna	30020	V
	Fuente Álamo de Murcia	30021	IV
	Jumilla	30022	V
	Librilla	30023	V
	Lorca	30024	V
	Lorquí	30025	V
	Mazarrón	30026	V
	Molina de Segura	30027	V
	Moratalla	30028	IV
	Mula	30029	V
	Murcia	30030	IV
	Ojós	30031	V
	Pliego	30032	V
	Puerto Lumbreras	30033	V
	Ricote	30034	V
	San Javier	30035	IV
	San Pedro del Pinatar	30036	IV
	Torre-Pacheco	30037	IV
	Torres de Cotillas (Las)	30038	IV
	Totana	30039	V
	Ulea	30040	V
	Unión (La)	30041	IV
	Villanueva del Río Segura	30042	V
	Yecla	30043	V
	Santomera	30901	IV

Ilustración 17. Zonificación Climática.

Estos resultados, se podrían corroborar de dos maneras diferentes. Por un lado podríamos ver que en el mapa de la división según radiación solar media anual estamos en esa zona, como vemos a continuación:

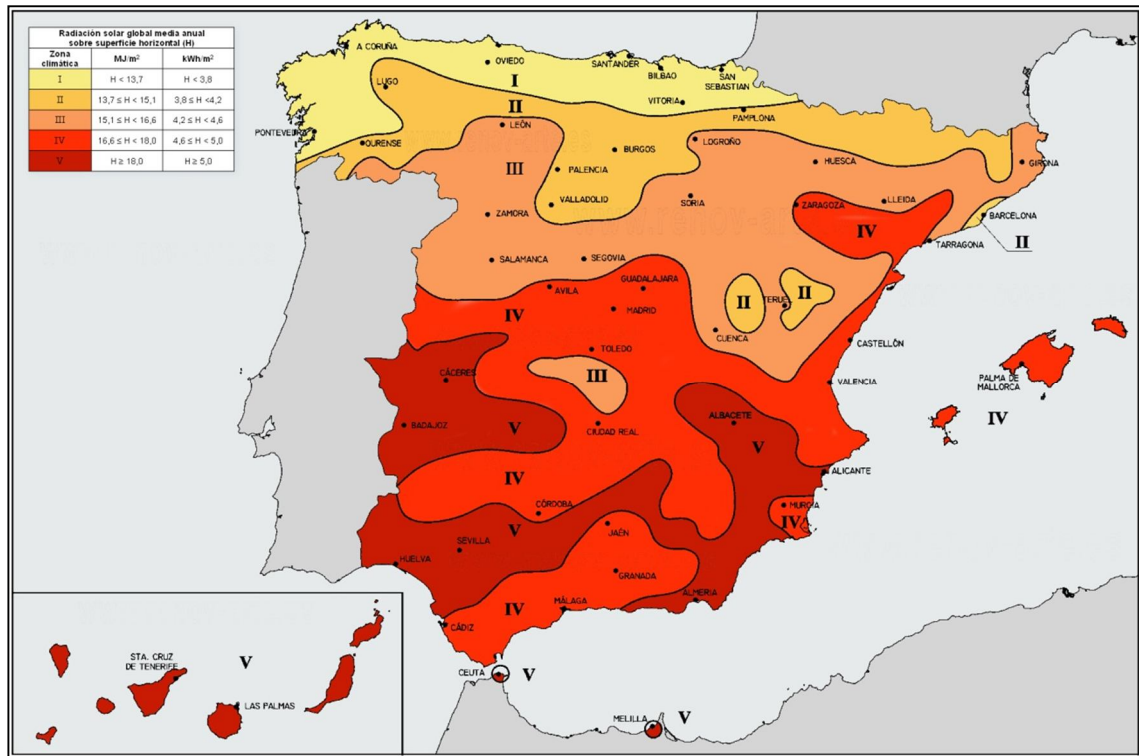


Ilustración 18. División según radiación solar media anual

Y por otro lado, podríamos recoger los datos de un programa como pueda ser PVSYST o PVGIS, y clasificar la instalación según la siguiente tabla:

RADIACION SOLAR GLOBAL		
ZONA CLIMATICA	MJ/m2	Kwh/m2
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18$	$4,6 \leq H < 5$
V	$H > 18$	$H > 5$

Tabla 1. Radiación solar global. Zonificación climática.

Como los valores de radiación obtenidos del programa PVGIS han sido los siguientes:



MES	Gdm(α,β) (Kwh)
ENERO	4.39
FEBRERO	5.13
MARZO	5.84
ABRIL	6.34
MAYO	6.51
JUNIO	7
JULIO	7.25
AGOSTO	6.96
SEPTIEMBRE	6.19
OCTUBRE	5.41
NOVIEMBRE	4.54
DICIEMBRE	4.36

Tabla 2. Radiación solar. PVGIS

Y su media mensual anual es de 5,82 Kwh podemos confirmar una vez más que la zona es la V.

2.-Normativa aplicable

- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- *Real decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
- *Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.*



- *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
- *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*
- *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*
- *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*
- *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.*
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión .*
- *UNE-EN 61215 para módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino.*
- *UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.*
- *UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV.*
- *Norma MV 102 para perfiles de acero laminado conformado en frío.*
- *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red.*



- *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.*
- *Norma UNE-EN 62466 Sistemas fotovoltaicos conectados a red.*
- *Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión*
- *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.*
- *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.*
- *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*
- *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*
- *ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra".*
- *Norma UNE 21123 para el cableado de continua de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.*
- *Sección HE 5 del CTE. Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica*



3.-Alternativas propuestas para el análisis de viabilidad

En este apartado, presentaremos las diferentes alternativas que hemos considerado para hacer el análisis de viabilidad, explicaremos en que consiste cada una de ellas, y justificaremos su elección.

3.1.-Diferentes tecnologías fotovoltaicas

La primera de las alternativas que se ha barajado para dicho estudio ha sido la de diferenciar entre tecnologías fotovoltaicas. Esto ha sido debido a que hoy en día hay muchos tipos de tecnologías fotovoltaicas y resulta interesante comprobar cuál es la más idónea para una instalación particular como la de nuestro caso.

Para ello, lo primero que hemos hecho ha sido comparar diferentes tecnologías y basándonos en unos criterios específicos, ver cuáles eran las más interesantes para incluir en nuestro estudio.

En primer lugar, las tecnologías que se barajaron fueron las siguientes:

- Silicio monocristalino
- Silicio policristalino
- Silicio amorfo
- Teluro de Cadmio
- CIS
- Ga-As
- Poliméricas

Para saber que tecnología era mejor incluir en el estudio, comparamos todas estas



tecnologías enfrentando unas con otras:

- Rendimiento
- Vida útil
- Coste
- Variación de la tensión con la temperatura
- Comercialidad

Tecnología fotovoltaica	Rendimiento (%)	AU / °C	Comercialidad	Coste (€/Wp)
Silicio mono	14 - 17	Muy grande	Alta	0,55 – 0,65
Silicio poli	12 - 14	Grande	Alta	0,45 – 0,55
a-Si	4 - 10	Pequeña	Media	0,2 – 0,3
Ga-As	32,5	La menor	Baja	0,75 - 1
Cd-Te	11	Pequeña	Media	0,22 – 0,28
CIS	12	Pequeña	Baja	0,2 – 0,3
Poliméricas	5	Pequeña	Baja	0,2-0,35

	Vida útil
Silicio mono	Muy alta
Silicio poli	Muy alta
A-Si	Baja
Ga-As	Baja
Cd-Te	Alta
CIS	Baja
Poliméricas	Media

Tabla 3. Comparativa de Tecnologías fotovoltaicas.

Las placas solares son diferentes debido a su material de fabricación que afecta a la eficiencia del panel. Distinguimos entonces tres grandes grupos: Cristalinos, de



Capa Fina y de última generación.

Generalmente, a nivel de producción, hay muy pocas diferencias entre un panel Monocristalino y otro Policristalino, si bien, por estudios experimentales (5), los Monocristalinos tienen mejores rendimientos en climas fríos y los Policristalinos en climas más cálidos, aunque las diferencias son pequeñas.

En relación al efecto de la temperatura, para climas cálidos, con altas temperaturas durante gran parte del año, los paneles de Capa Fina, presentan un rendimiento de alrededor de un 4-5% mejor que el de los cristalinos, sin embargo, una durabilidad del material muy corta.

Así, sobre las tecnologías tan llamadas a una nueva generación, como las CIS, Ga-As o poliméricas, debemos decir que, por el momento, no es una opción viable, pues a pesar de presentar buenos rendimientos en ciertas condiciones específicas, se estima una inversión muy elevada y una duración de vida muy corta, por lo que es un sistema altamente capitalístico y difícil de rentabilizar.

Otra gran desventaja para la utilización de paneles de última generación en la vivienda, es que necesitan mayor superficie de captación que los cristalinos, lo que hace que no sea interesante por la limitación de espacio estimada en la mayoría del parque residencial.

Numerosos centros de investigación en Alemania, EEUU, España y Francia, se encuentra en proceso de investigación de los nuevos materiales y técnicas para los sistemas de proceso fotovoltaico, entre ellos, los tan nombrado Thinfilm (o Capa Fina), nuevos materiales de utilización, los módulos ultraconcentrados de última generación, (6) etc. Estas nuevas aplicaciones acaban de ser comercializadas y su coste, prestaciones y viabilidad precisan de una verificación más detallada (7) . Sin embargo en lo que atañe a la consecución de este proyecto, sólo una viabilidad técnico-económica se podrá conseguir con las tecnologías más maduras del mercado.

Teniendo en cuenta que la característica más importante para la selección de las tecnologías fotovoltaicas óptimas para nuestra instalación es la comerciabilidad, y en España no hay ninguna empresa que fabrique las tecnologías Ga-As, CIS y poliméricas, además de todas la razones anteriormente citadas, directamente las



descartamos, ya que traerlas del exterior nos supondría un costo muy elevado en comparación con la potencia que tienen, lo cual, implicaría instalar gran cantidad de ellas y no debemos olvidar que estamos en superposición.

Por lo tanto, las tecnologías que nos quedan en la tabla comparativa serán las que utilicemos en nuestro análisis de viabilidad.

A continuación podemos ver algunas de las características de los módulos seleccionados:

Tecnología	Marca	Modelo	Potencia	Rendimiento
Silicio mono	Solon SE	ZT 270S	285 Wp	16 %
Silicio poli	Suntech	ZT 300P	285 Wp	15,5 %
a-Si	Schott Solar	ASI 107	173 Wp	7,5 %
Cd-Te	First solar	FS-275	90 Wp	10,5 %

Tabla 4. Características de los módulos seleccionados.

La selección de la potencia en cada panel ha sido seleccionada según el compromiso entre tamaño de los módulos y área disponible en el tejado de la vivienda.

3.2.-Diferentes tipos de conexionado

Dentro de las diferentes alternativas técnicas, la segunda y última que se baraja en este estudio es el tipo de conexionado a red, en el cual aparece la conexión aislada, y la conexión a red

– Conexión a red:

Este tipo de conexión es la más simple, pero como veremos más adelante la menos rentable debido al precio al que se vende la electricidad.

En esta, los módulos fotovoltaicos van directamente conectados a las diferentes patillas del inversor y del inversor al punto de entrega de la energía eléctrica.

Como veremos posteriormente, con este tipo de conexionado podremos tener dos maneras de facturación de la energía eléctrica diferentes. Por un lado vender la



electricidad al precio de mercado libre (4,42ct€/Kwh) o entrar dentro de la modalidad del autoconsumo (Se planteara dicha alternativa, aunque solo es un borrador, no un RD vigente).

El esquema de dicha instalación seria como el que vemos a continuación:

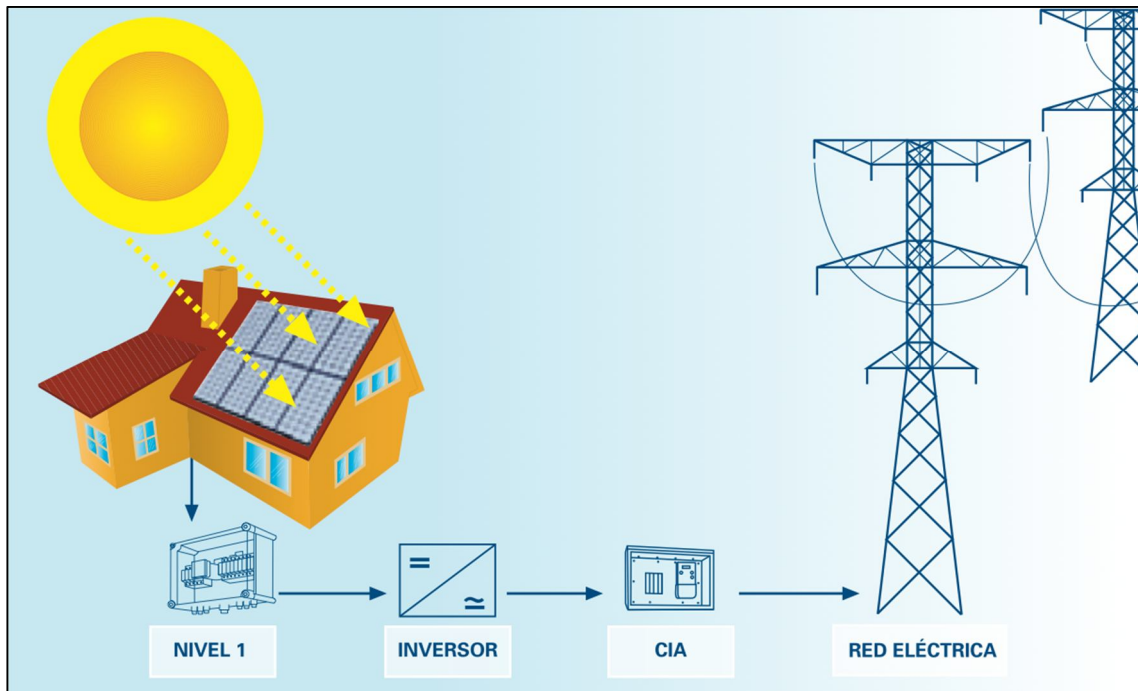


Ilustración 19. Esquema conexión a red.

– Conexión aislada:

Este tipo de conexionado es un poco más complejo, ya que dispone de más elementos electrónicos, pero más rentable para viviendas unifamiliares como la que se presenta en el presente estudio.

Para este caso, los módulos fotovoltaicos van directamente conectados al regulador, el cual se encarga de controlar el sistema (Seguimiento del MPP, Carga de baterías, Entrega de energía, etc), del regulador a las baterías y al inversor. Y luego, dependiendo de las cargas que tengamos habrá una línea desde las baterías o regulador hasta las cargas DC y otra desde el inversor a las cargas AC.

Podemos ver un esquema de conexión aislada a continuación:

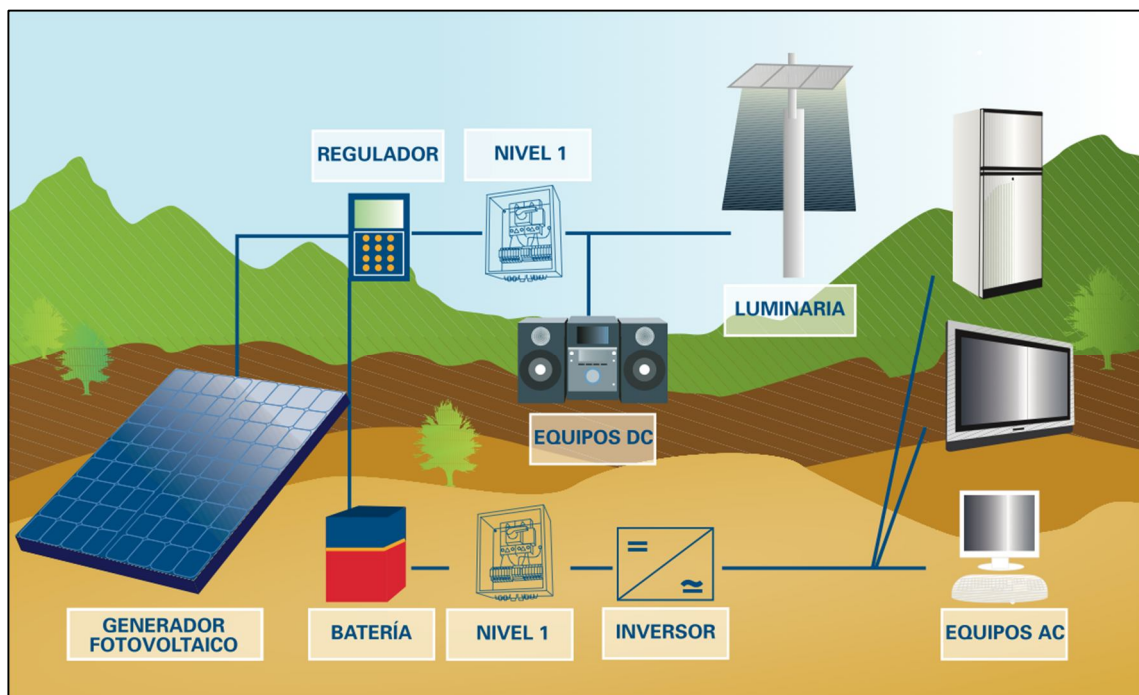


Ilustración 20. Esquema conexión aislada.

3.3.- Resultados obtenidos para cada una de las soluciones propuestas

En este apartado presentaremos las soluciones obtenidas para cada una de las alternativas propuestas, tanto técnicas como económicas.

3.3.1.- Soluciones técnicas

3.3.1.1.- Instalación conectada a red

A continuación, mostraremos los resultados obtenidos para este tipo de alternativa. Para más información podemos consultar en el Anexo 1 de Cálculos técnicos en donde aparece la justificación de dichos resultados.



SILICIO MONOCRISTALINO							
Inversor	String	Cableado DC (mm2)	Cableado AC (mm2)	Magnetotermico (A)		Fusible (A)	
				DC	AC	DC	AC
SB3600 TL-21	1x7 en "A" y 1x6 en "B"	4	25	16	20	16	20
SILICIO POLICRISTALINO							
SB3600 TL-21	1x6 en "A" y 1x6 en "B"	4	25	16	20	16	20
SILICIO AMORFO							
SB1300 TL-10	2x4 en "A"	1,5	25	10	10	10	10
TELURO DE CADMIO							
SB3000 TL-21	4x8 en "A" y 1x7 en "B"	4	25	16	16	16	16

Tabla 5. Soluciones Técnicas. Conexión a red.

3.3.1.2.- Instalación aislada

En este caso mostraremos los resultados obtenidos para esta otra alternativa. Al igual que antes, podemos consultar en el Anexo 1 de Cálculos técnicos, donde aparece la justificación de dichos resultados en caso de querer más información.

En este caso, solo vamos a comparar 3 tecnologías fotovoltaicas, pues para satisfacer las necesidades energéticas de la vivienda mediante paneles fotovoltaicos con tecnología de silicio amorfo, se necesitaba más espacio del que se dispone. Por tanto, se llegó a la conclusión de que no era viable desde el punto de vista técnico.



SILICIO MONOCRISTALINO Y POLICRISTALINO					
Paneles Ns Np		Inversor	Regulador		Baterías Par. Ser.
1	8	STP8000 TL-20	FLEXMAX 80(A)		4 2
Cableado					
Módulos - Regulador		120 mm2	Regulador - Baterías		70 mm2
Regulador - inversor		240 mm2	Inversor - Cargas		2,5 mm2
Protecciones					
Magnetotermico (A)		Fusible (A)			
AC	DC	AC	DC		
40	80	40	80		

TELURO DE CADMIO					
Paneles Ns Np		Inversor	Regulador	Baterías Par. Ser.	
1	24	STP8000 TL-20	FLEXMAX 60(A)	4	2
Cableado					
Módulos - Regulador		95 mm2	Regulador - Baterías	50 mm2	
Regulador - inversor		240 mm2	Inversor - Cargas	2,5 mm2	
Protecciones					
Magnetotermico (A)			Fusible (A)		
AC		DC	AC		DC



40	60	40	60	
----	----	----	----	--

Tabla 6. Soluciones Técnicas. Conexión aislada.

3.3.2.- Soluciones económicas

3.3.2.1.- Aspectos destacables en el estudio económico.

A continuación vamos a definir algunos datos correspondientes a la parte económica que hemos utilizado en el anexo II.

- **Aspectos genéricos a todas las alternativas económicas:**

La instalación, como sabemos está construida directamente sobre el tejado de la vivienda y por tanto se clasifica como superposición. Tenemos cuatro tecnologías fotovoltaicas diferentes que constan de 3.705 Kwp para monocristalino y policristalino, 1.384 para Silicio amorfo y 3.510 Kwp para Teluro de Cadmio.

La producción específica prevista en la instalación fija (kWh año / kWp instalado) variará según la tecnología en función de la siguiente formula:

$$\text{Producción específica prevista} = \frac{\text{Energía generada anual (kWh)}}{\text{Potencia instalada (kWp)}} * 1000$$

En cuanto a la inversión, para todas las alternativas diferentes hemos considerado que 50% es con medios propios y el otro 50% mediante un préstamo a 10 años con un tipo de interés al 2,8%

El precio unitario de los módulos fotovoltaicos, se ha calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Precio unitario} = \frac{\text{Potencia instalada (Wp)} * \text{Precio} \left(\frac{\text{€}}{\text{Wp}} \right)}{\text{Nº unidades módulos fotovoltaicos}}$$

Donde el precio (€/Wp) viene reflejado en el apartado 3.1.



- **Aspectos a destacar en los datos de financiación:**

El tipo de interés ha sido fijado en 2,8%

El **interés bancario** es el dinero que se obtiene o se paga por la cesión temporal de un capital. El **tipo de interés va a venir condicionado por el propio mercado**.

- la cuota mensual la hemos calculado de la siguiente forma:

Cuota mensual = Cuota amortización + Intereses

- Los intereses que nos quedan por pagar cada año que pasa, hasta llegar a los 10 años que es cuando se termina de pagar el préstamo, han sido calculados como sigue:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

- La cuota de amortización la hemos calculado así:

$$\text{Cuota amortización}_{\text{año},n} = \text{Cuota mensual}_{\text{año},n} - \text{Intereses}_{\text{año},n}$$

- El capital vivo lo hemos obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capital vivo}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} - \text{Cuota amortización}_{\text{año},n}$$

- El capital amortizado lo hemos obtenido con la ayuda de la siguiente expresión:

$$\text{Capital amortizado}_{\text{año},n} = \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1} + \text{Cuota amortización}_{\text{año},n}$$

- **Aspectos a destacar en los datos de ingresos:**

En este apartado, en el caso de estar conectado a red, lo más importante es el procedimiento que hemos llevado a cabo para la obtención del precio de venta de



energía en mercado libre.

En nuestro caso, lo que hemos hecho ha sido consultar los precios de mercado libre proporcionados por el OMIE "Operador del mercado ibérico español" (8).

Podemos ver una captura de pantalla de la aplicación web y una gráfica con los precios del año pasado:

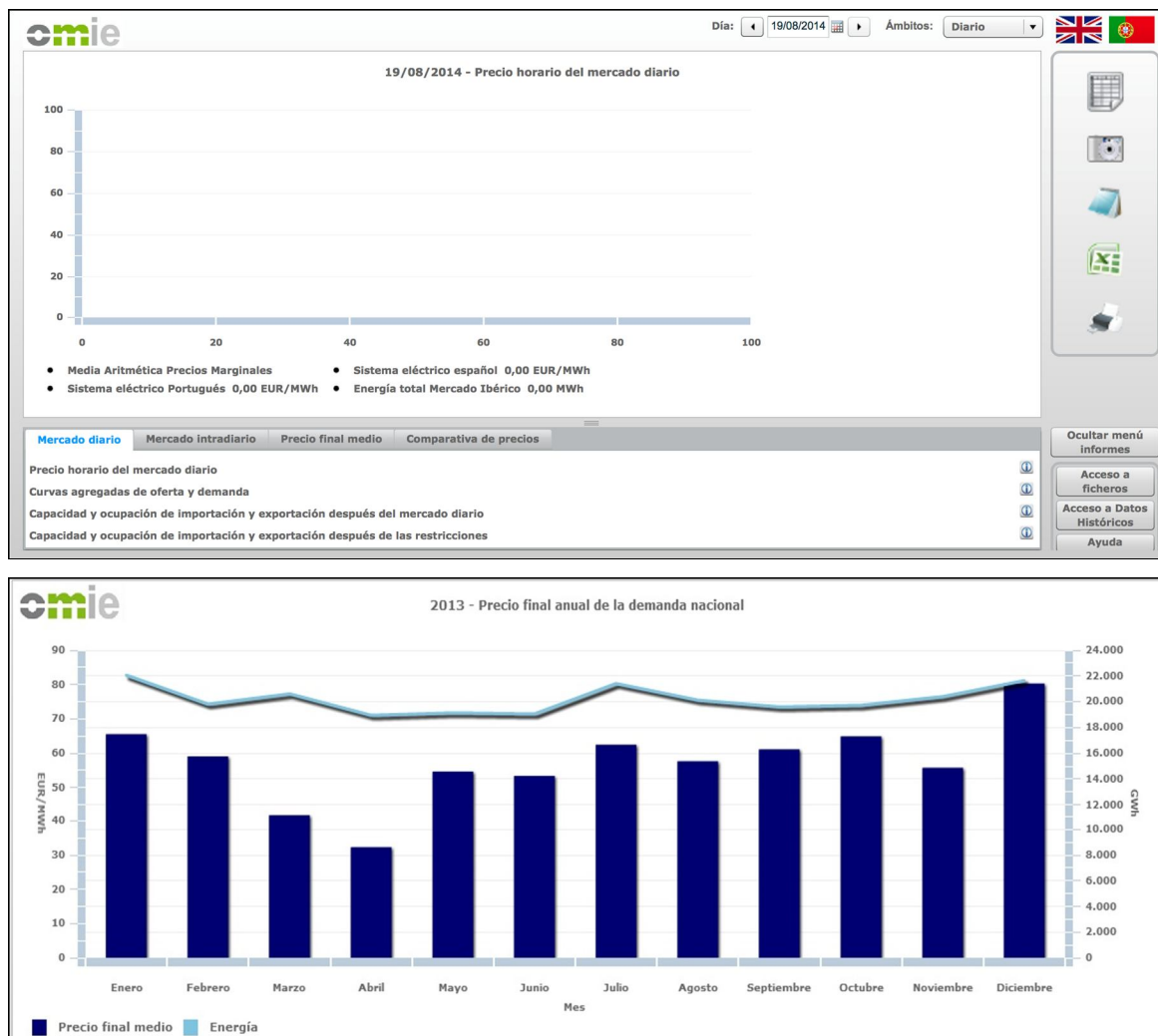


Ilustración 21. Precios de Mercado Libre anual. OMIE.

A continuación hemos realizado un estudio de la tendencia de los precios mes a mes desde enero de 2004 hasta Agosto de 2014 de los datos que nos proporciona este operador. Obteniendo así un valor de **4,469c€/Kwh**

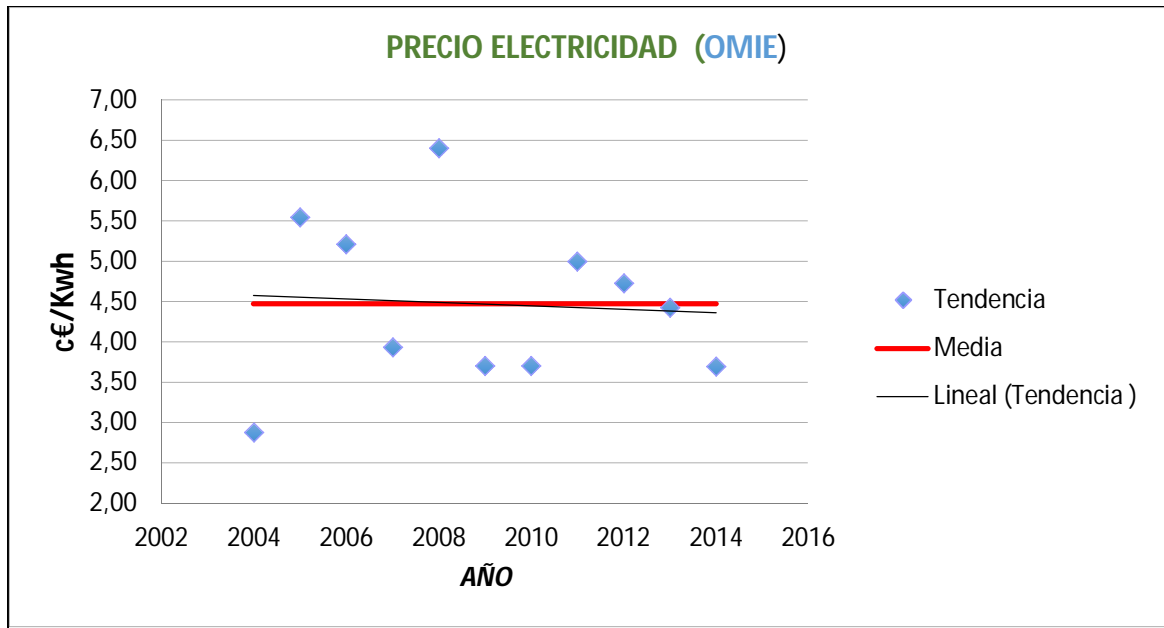


Ilustración 22. Estudio de la tendencia de los precios. OMIE.

En los cálculos económicos del anexo II:

- La producción energética anual la hemos obtenido con la siguiente ecuación:

$$\text{Producción energética anual (kWh)} = \text{Potencia instalada (kWp)} * \text{Producción específica prevista } \left(\frac{\text{kWh año}}{\text{kWp}} \right)$$

- Y el precio así:

$$\text{Precio } \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)_{\text{año},n} = \text{Precio}_{\text{año},n-1} * (1 + 1,45\%)$$

Por lo que finalmente:

- Los ingresos que vamos a obtener:

$$\text{Ingresos} = \text{Producción energética anual (kWh)} * \text{Precio (€ / kWh)}$$

- **Aspectos a destacar en los costes de explotación:**



Según el Real Decreto 1777_2004, de 30 de julio por el que se aprueba el reglamento de impuestos de sociedades, la agrupación nº 15, Grupo 151: producción, transporte y distribución de energía eléctrica y gas.

El coeficiente lineal máximo es del 8%, con un período máximo de 25 años, por tanto, este lo tomaremos así.

Otros aspectos a destacar que aparecen en el anexo II dentro de los costes de explotación son los siguientes:

- Costes funcionamiento.

Los costes del primer año los hemos comentado anteriormente. Para el resto de años, utilizamos la fórmula:

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + 1,45\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros.

Son los conocidos como intereses.

- Costes de depreciación.

Los hemos obtenido de la siguiente forma:

Costes de depreciación = 8% * (Total presupuesto – IVA – coste proyecto técnico – gastos generales – beneficio industrial)

El periodo en el que cubrimos dichos gastos ha sido de 12.57 años. Es por ello que en el último año el valor es justamente la mitad.

- Costes anuales.

Es la suma de los costes de funcionamiento más los costes financieros más los costes de depreciación.



- **Aspectos a destacar en el cash flow:**

- Inversión.

La inversión la hemos calculado como la diferencia entre el coste total del proyecto (calculado en apartado 2 – Inversión) y el préstamo solicitado, que en este caso es el 50% del coste total del proyecto (calculado en apartado 3 – Datos de financiación).

Esta es la inversión inicial que ponemos nosotros de capital propio.

- Beneficio bruto.

Es la diferencia entre los ingresos y los costes de explotación.

- Impuestos.

Solo se pagan impuestos cuando el beneficio bruto es mayor que cero. Cuando esto ocurra, se calcularan de la siguiente forma:

$\text{Impuestos} = \text{Beneficio Bruto} \times 35\%$ (Impuestos de sociedades)

- Beneficio neto.

Es el beneficio después de pagar impuestos.

$\text{Beneficio neto} = \text{Beneficio bruto} - \text{Impuestos}$

- Cash-Flow.

Lo hemos calculado de la siguiente forma:

$\text{Cash-Flow} = \text{Beneficio neto} - \text{Pago a principal} + \text{costes de depreciación}$

Dos parámetros muy usados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto son el **VAN** (Valor Actual Neto) y el **TIR** (Tasa Interna de Retorno).

Si por ejemplo hacemos una estimación de los ingresos de nuestra empresa durante diez años, para que el proyecto sea rentable el VAN tendrá que ser



superior a cero, lo que significará que recuperaremos la inversión inicial y tendremos más capital.

La fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente, donde I es la inversión, Q_n es el flujo de caja del año n, r la tasa de interés con la que estamos comparando y N el número de años de la inversión:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

VALOR	SIGNIFICADO	DECISION A TOMAR
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r).	El proyecto puede aceptarse.
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r).	El proyecto debería rechazarse.
VAN = 0	La inversión no produce ni pérdidas ni ganancias.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r). La decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 7. Interpretación del resultado del VAN.

Con respecto a la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si $TIR > r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una



rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r representa el interés capital.

3.3.2.2.-Conexión a red

Basándonos en los cálculos correspondientes del Anexo II, a continuación expondremos los resultados obtenidos para las soluciones propuestas.

3.3.2.2.1.- Según el RD24-2013.

En cuanto a este real decreto (9) para la facturación de la energía eléctrica, el único aspecto importante a destacar ha sido el precio de venta de la energía, que como comentamos anteriormente ha sido fruto de un estudio de la tendencia de los precios (suministrados por el OMIE), desde Enero de 2004 hasta Agosto de 2014.

Por tanto, las soluciones obtenidas (VAN y TIR) de cada una de las tecnologías que se barajan son las siguientes:

- Silicio monocristalino:

VAN = -25.662,49 €

TIR = ----- %

- Silicio policristalino:

VAN = -23.621,96 €

TIR = ----- %

- Silicio amorfo:

VAN = -15.003,79 €

TIR = ----- %



- Teluro de Cadmio:

$VAN = -26.862,12 \text{ €}$ $TIR = \text{-----} \%$
--

3.3.2.2.2.- Según el borrador del autoconsumo.

Para hacer el estudio económico según este borrador de RD (ANEXO XII), hemos tenido que definir primeramente algunos datos importantes.

En esta alternativa, lo que se pretende es que a final de mes, la facturación de la energía eléctrica este dividida entre lo que se ha consumido tanto en medios propios como de la red. Por tanto, se puede consumir la energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos durante el día, que es cuando disponemos del recurso energético, y de la red durante la noche teniendo en cuenta que hay que pagar un peaje de respaldo por cada Kwh consumido de nuestra propia instalación.

Al final, lo que tendremos en este caso será un ahorro por la energía consumida de los módulos fotovoltaicos que no consumiríamos de la red.

A continuación trataremos de cuantificar dicho ahorro.

Partiendo del consumo energético expuesto en el apartado 4.2.1 del ANEXO 1, veremos cuál sería la facturación mes a mes, ya que vamos a considerar el consumo constante a lo largo de todo el año.

Para ello, vamos a considerar como precio de la electricidad una media del precio mensual anual del año 2013. Este sería de aproximadamente 0,130485 €/Kwh. Por tanto, la facturación mes a mes sería la siguiente:

ENERGIA CONSUMIDA MENSUAL			
MES	Días	Energía (Kwh)	Precio (€)
ENERO	31	198,09	47,64



FEBRERO	28	178,92	45,15
MARZO	31	198,09	47,64
ABRIL	30	191,7	46,81
MAYO	31	198,09	47,64
JUNIO	30	191,7	46,81
JULIO	31	198,09	47,64
AGOSTO	31	198,09	47,64
SEPTIEMBRE	30	191,7	46,81
OCTUBRE	31	198,09	47,64
NOVIEMBRE	30	191,7	46,81
DICIEMBRE	31	198,09	47,64
TOTAL		2332,35	566,27

Tabla 8. Energía consumida mensual.

Ahora, con estos consumos, veremos el porcentaje de energía que tendríamos proveniente del panel fotovoltaico. Este valor será aproximado, pues no tenemos datos reales de la instalación.

ENERGIA GENERADA					
MES	Consumo s mes	% energía del generador	Eg(Kwh/ mes)	% energía red	Eg (Kwh/mes)
ENERO	198,09	40	79,23	60	118,86
FEBRERO	178,92	40	71,56	60	107,36
MARZO	198,09	45	89,14	55	108,95
ABRIL	191,7	58	111,19	42	80,51
MAYO	198,09	60	118,85	40	79,24
JUNIO	191,7	65	124,6	35	67,1
JULIO	198,09	75	148,56	25	49,53
AGOSTO	198,09	70	138,7	30	59,39



SEPTIEMBRE	191,7	65	124,6	35	67,1
OCTUBRE	198,09	60	118,85	40	79,24
NOVIEMBRE	191,7	50	95,85	50	95,85
DICIEMBRE	198,09	40	79,23	60	118,86

Tabla 9. Energía generada por el generador fotovoltaico. Autoconsumo.

Y por último cuantificamos el ahorro:

AHORRO				
MES	Eg (Kwh/mes)	Ahorro por energía proveniente del generador (€)	Peaje de respaldo correspondiente(€)	Ahorro corregido con el peaje de respaldo(€)
ENERO	79,23	19,056	5.35	13.706
FEBRERO	71,56	18,06	4.83	13.25
MARZO	89,14	21,43	6.023	15.407
ABRIL	111,19	27,14	7.512	19.63
MAYO	118,85	28,58	8.03	20.55
JUNIO	124,6	30,42	8.418	22
JULIO	148,56	35,73	10.036	25.7
AGOSTO	138,7	33,34	9.371	23.97
SEPTIEMBRE	124,6	30,42	8.418	22
OCTUBRE	118,85	28,58	8.03	20.55
NOVIEMBRE	95,85	23,4	6.48	16.92
DICIEMBRE	79,23	19,056	5.35	13.71
TOTAL				227.4

Tabla 10. Ahorro corregido por peaje de respaldo. Autoconsumo.

El precio del peaje de respaldo es de 0,067568 €/Kwh, que corresponde al peaje



de baja tensión para instalaciones con potencia menor de 10 Kw.

Con estos datos, podemos ya exponer los resultados para cada una de las tecnologías que se barajan.

- Silicio monocristalino:

$\text{VAN} = -26.351,61 \text{ €}$ $\text{TIR} = \text{----} \%$

- Silicio policristalino:

$\text{VAN} = -24.300,76 \text{ €}$ $\text{TIR} = \text{----} \%$

- Silicio amorfo:

$\text{VAN} = -13.177,93 \text{ €}$ $\text{TIR} = -12,39 \%$
--

- Teluro de Cadmio:

$\text{VAN} = -27.490,25 \text{ €}$ $\text{TIR} = \text{----} \%$

3.3.2.3.- Instalación aislada

En esta instalación, el aspecto más importante a tener en cuenta es que hemos considerado cambiar las baterías a los 10 años, realizando una inversión de **2.200 €**. Se ha considerado hacerlo en este año, el año 10, porque según los fabricantes



duran 12 años, sin embargo, distintas empresas del sector aseguran que no llegan a esa fecha.

Los resultados obtenidos para las posibles alternativas de conexión aislada han sido los siguientes:

- Silicio monocristalino y policristalino:

$\text{VAN} = -19.017,83 \text{ €}$ $\text{TIR} = -6,94 \%$

- Teluro de Cadmio:

$\text{VAN} = -19.628,63 \text{ €}$ $\text{TIR} = -7,13 \%$

En vista de los resultados, podemos concluir que ninguna de las alternativas propuestas es rentable.

3.3.2.4.- En base al RD413/2014 (Retribución a la inversión)

Para terminar con la parte económica de nuestro proyecto, realizamos el estudio de nuestra instalación en base al real decreto 413/2014 vigente desde el 10 de Junio de 2014 (10), por el cual se reciben ingresos como **retribución a la inversión**.

Para el cálculo de la *retribución a la inversión* para nuestra instalación en concreto, nos vamos a la orden *IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*.

A continuación, buscamos nuestro código de la instalación en el **Anexo I**, teniendo



en cuenta que corresponde al **subgrupo b.1.1 y del tipo I.1** "Instalaciones en cubiertas o fachadas, uso residencial, servicios, comercial, industrial o agropecuario" con potencia menor o igual a 20 Kw.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Tipo	Convocatoria	Grupo	Subgrupo	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Zona Climática	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z1	2013	IT-00219
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z2	≤2012	IT-00220
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z2	2013	IT-00221
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z3	≤2011	IT-00222
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z3	2012	IT-00223
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z3	2013	IT-00224
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z4	≤2011	IT-00225
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z4	2012	IT-00226
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z4	2013	IT-00227
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z5	≤2011	IT-00228
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	IT-00229
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 I1	b.1	b.1.1	-	-	Z5	2013	IT-00230
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2014	IT-00559
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2015	IT-00565
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2016	IT-00571
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	≤2009	IT-00231
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	2010	IT-00232
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z2	≤2009	IT-00233
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z2	2010	IT-00234
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z3	≤2009	IT-00235
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z3	2010	IT-00236
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z4	≤2009	IT-00237
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z4	2010	IT-00238
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z5	≤2009	IT-00239
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z5	2010	IT-00240
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	≤2009	IT-00241

Ilustración 23. Código de nuestra instalación. RD413/2014.

Por tanto, sabiendo que nuestra instalación corresponde a la **IT-00559**, nos vamos al **Anexo II** del informe y conseguimos la retribución a la inversión.



Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,2}$	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MWh)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (°) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00541	30	1,0000	384.919	14,225	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00542	30	1,0000	372.980	13,802	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00543	30	1,0000	384.902	14,225	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00544	30	1,0000	411.507	15,167	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00545	30	1,0000	379.189	14,022	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00546	30	1,0000	378.503	13,998	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00547	30	1,0000	402.200	14,838	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00548	30	1,0000	367.977	13,625	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00549	30	1,0000	375.419	13,888	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00550	30	1,0000	182.987	7,069	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00551	30	1,0000	197.863	7,596	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00552	30	1,0000	183.511	7,088	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00553	30	1,0000	183.209	7,077	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00554	30	1,0000	177.453	6,873	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00555	30	1,0000	177.453	6,873	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00556	30	1,0000	170.499	6,627	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00557	30	1,0000	172.055	6,682	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00558	30	1,0000	170.261	6,618	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00559	30	0,8755	140.400	0,000	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00560	30	0,9775	146.680	0,000	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00561	30	0,9542	136.992	0,000	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00562	30	0,9268	114.277	0,000	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00563	30	0,9375	140.076	0,000	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00564	30	0,9394	145.922	0,000	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00565	30	0,8547	123.358	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00566	30	0,9705	131.068	-	1.648	989	577	10%	20%	30%

Ilustración 24. Retribución a la inversión. RD413/2014

Nuestra **Retribución a la inversión** es de **140.400 €/Mwh.**

Por tanto, los resultados calculados en el Anexo II de nuestro proyecto para las diferentes tecnologías, son los siguientes:

- Silicio monocristalino:

$$\text{VAN} = -18.319,96,61 \text{ €}$$

$$\text{TIR} = -6,25 \%$$

- Silicio policristalino:

$$\text{VAN} = -16.287,80 \text{ €}$$

$$\text{TIR} = -5,58 \%$$

- Silicio amorfo:



$VAN = -12.260,99 \text{ €}$

$TIR = -10,03 \%$

– Teluro de Cadmio:

$VAN = -19.906,04 \text{ €}$

$TIR = -6,98 \%$

En vista de los resultados, podemos ver que la retribución acerca nuestra instalación hacia la viabilidad económica, pero no llega a conseguirlo. Por tanto, no hemos encontrado ninguna solución que nos haga nuestro proyecto viable económicamente.

4.- Conclusiones

En vista de los resultados obtenidos en nuestro análisis, podemos concluir que ninguna de las propuestas planteadas es viable económicamente. El VAN es siempre negativo, luego la inversión no es rentable.

El motivo de este resultado está causado por distintas razones según el tipo de instalación y legislación que la rige:

- En el caso de la conexión a red, marcada por el RD24/2013, el aspecto crucial es el precio de venta de energía. En los últimos años, los ingresos han disminuido desde una retribución de 44,0381c€/kwh con las tarifas iniciales del RD661/2007 durante los 25 primeros años y 35,2305 c€/kw a partir de entonces, hasta el punto de operar a fecha de hoy en mercado libre por una retribución de 4,469c€/Kwh (apartado 3.3.2.1). Por este motivo, estas instalaciones solo pueden llegar a ser rentables con los complementos del nuevo RD413/2014 a la operación y a la inversión y



evidentemente con una reducción considerable de los costes de inversión y de explotación. Por tanto, las líneas de investigación de este campo tienen que ir centradas en la reducción de dichos costes.

- Por otro lado, la instalación aislada nos produce unos gastos añadidos en la inversión por la necesidad de renovar las baterías a los 10-12 años como máximo, lo cual, es un ejemplo más de la necesidad de investigar en nuevos materiales para reducir la inversión, en este caso de almacenamiento, volviéndose imprescindible la mejora de la vida útil.
- En cuanto a la propuesta de Real Decreto, el autoconsumo, como punto de unión entre instalaciones aisladas y conectadas a red, tampoco nos conduce a una viabilidad económica, ocasionado por la existencia del conocido “peaje de respaldo” que penaliza el uso de nuestras instalaciones durante las horas de sol y por supuesto la no aplicación del necesario balance neto, por lo que los consumos han de ser totales, es decir, se ha de consumir toda la energía producida sin que se pueda verter energía a la red (autoconsumo instantáneo). En otros países ya existe un sistema de balance neto y muchos usuarios residenciales e industriales se están beneficiando de este y otros incentivos.

Además, la investigación en células fotovoltaicas de nueva generación con altas eficiencias toma gran importancia en la situación que nos encontramos.

ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1.- Estructura del sistema fotovoltaico

En este apartado describiremos la parte estructural que hemos tenido en cuenta para llevar a cabo la instalación fotovoltaica.

1.1.- Superficie útil

Dado que los módulos fotovoltaicos tienen diferentes dimensiones, en este apartado tendremos que diferenciar según la tecnología empleada:

- **Silicio monocristalino:**

En este caso las placas que vamos a utilizar son SOLON SE de 285 Wp, y tienen unas dimensiones de 1956 x 993 mm. La distribución de estas en planta quedaría según vemos a continuación:

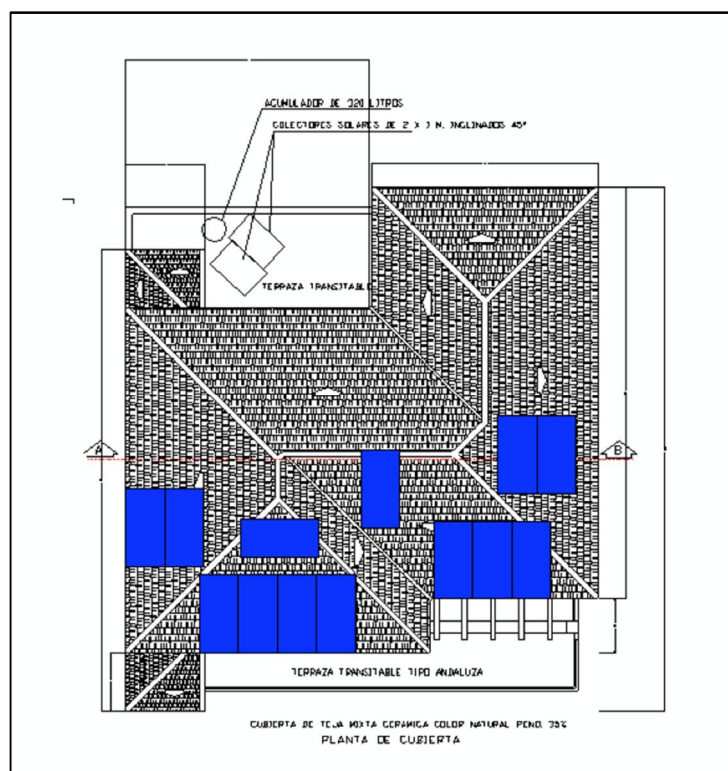


Ilustración 25. Superficie útil de silicio monocristalino



Lo que nos hace tener una superficie útil de captación de:

$$S_{\text{UTIL}} = (1.956 \cdot 0.993) \cdot 13 = \mathbf{23.72 \text{ m}^2}$$

- **Silicio policristalino:**

En este caso las placas que vamos a utilizar son SUNTECH de 285 Wp, y tienen unas dimensiones de 1973 x 992 mm. La distribución de estas en planta quedaría según vemos a continuación:

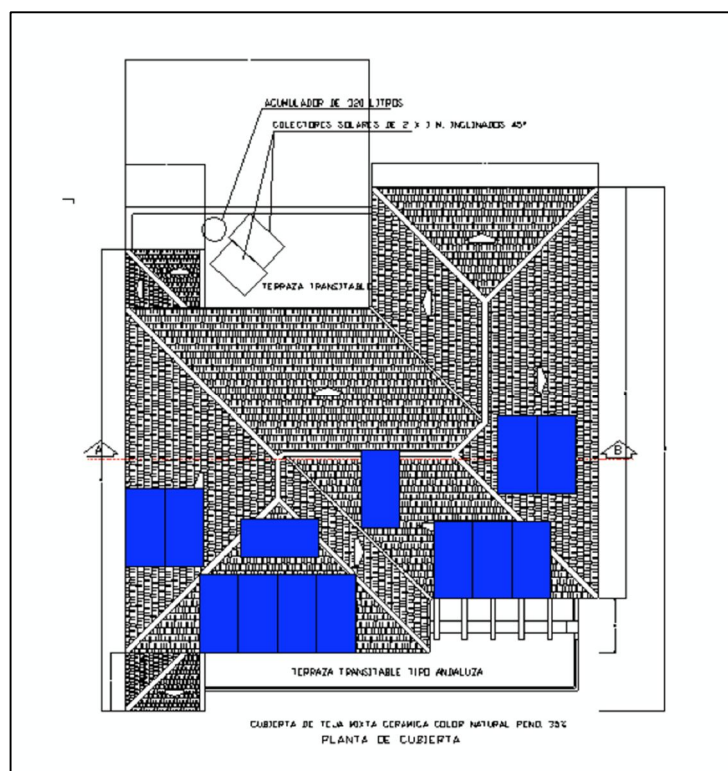


Ilustración 26. Superficie útil de silicio policristalino

Lo que nos hace tener una superficie útil de captación de:

$$S_{\text{UTIL}} = (1.973 \cdot 0.992) \cdot 13 = \mathbf{25.44 \text{ m}^2}$$

- **Silicio amorfo:**

En este caso las placas que vamos a utilizar son SCHOTT SOLAR de 173 Wp, y tienen unas dimensiones de 1122 x 2616 mm. La distribución de estas en planta quedaría según vemos a continuación:

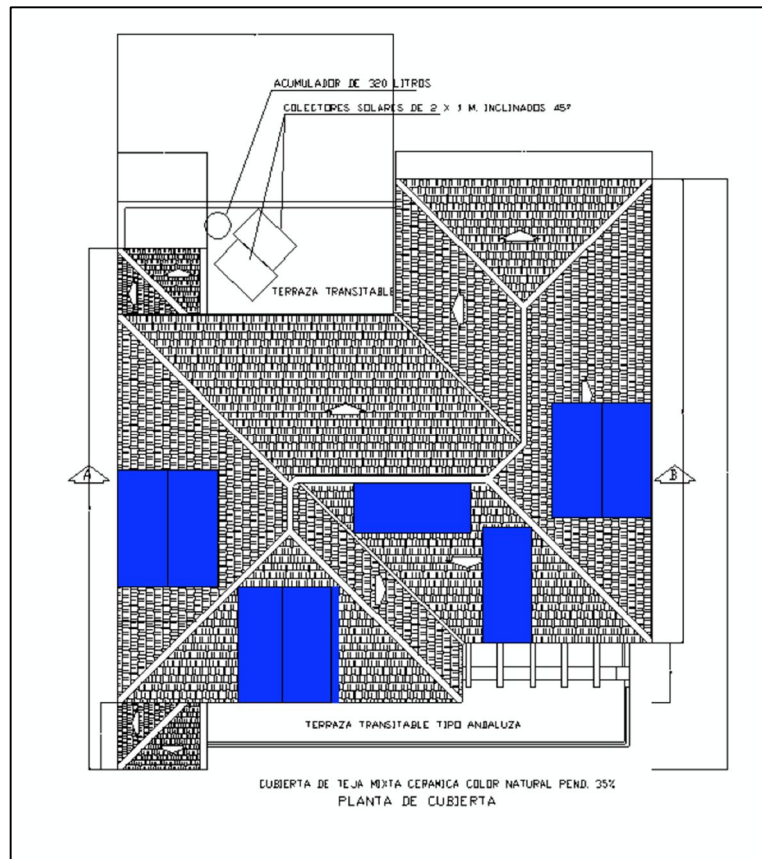


Ilustración 27. Superficie útil de silicio amorfo.

Lo que nos hace tener una superficie útil de captación de:

$$S_{UTIL} = (1.122 \cdot 2.616) \cdot 8 = \mathbf{23.48 \text{ m}^2}$$

- **Teluro de Cadmio:**

En este caso las placas que vamos a utilizar son FIRST SOLAR de 90 Wp, y tienen unas dimensiones de 1200 x 600 mm. La distribución de estas en planta quedaría según vemos a continuación:

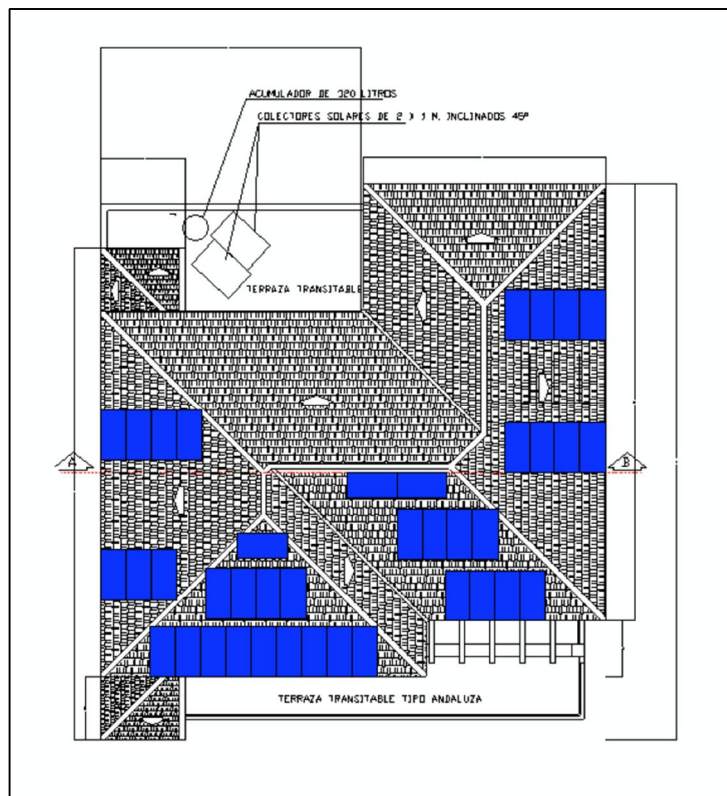


Ilustración 28. Superficie útil de Teluro de Cadmio.

Lo que nos hace tener una superficie útil de captación de:

$$S_{\text{UTIL}} = (1.200 \cdot 0.600) \cdot 39 = \mathbf{28.08 \text{ m}^2}$$

1.2- Distancia mínima entre filas de módulos

A continuación procederemos al cálculo de la distancia mínima que debe haber entre los módulos de los laterales de la vivienda, pues los que están situados en la parte sur de la vivienda están superpuestos al tejado y con la inclinación del mismo, es decir 35°.

En este apartado también diferenciaremos por tecnología, pues las dimensiones son diferentes según cada una de ellas.

Para este cálculo, consideraremos el caso más desfavorable, es decir, cuando el sol tiene el ángulo más pequeño de todo el año. Esto es exactamente en el solsticio de invierno y su valor es de 28 °.

- **Silicio monocristalino y policristalino:**

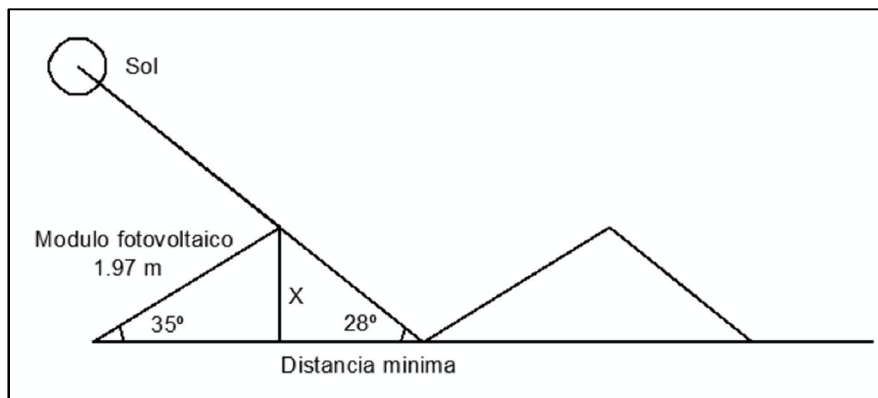


Ilustración 29. Distancia mínima. Silicio monocristalino y policristalino.

$$\cos 35 = y / 1.97 \rightarrow y = 1,61 \text{ metros.}$$

$$X = \tan 35 \cdot 1,61 = 1.13 \text{ metros.}$$

$$\text{Distancia mínima} = 1.13 / \tan 28 = \mathbf{2,12 \text{ metros}}$$

- **Silicio amorfo:**

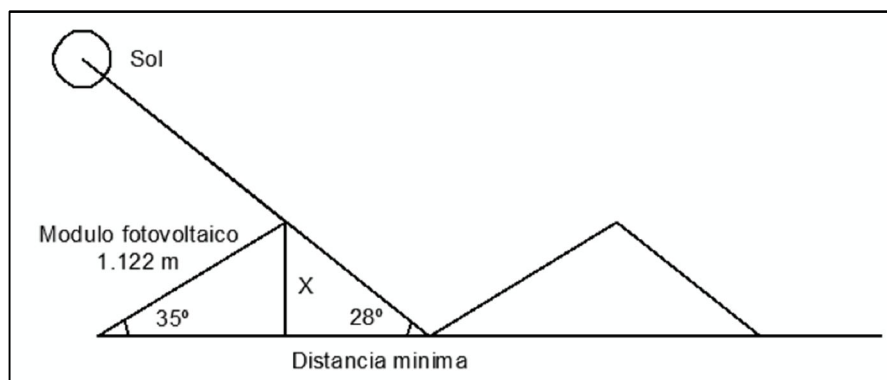


Ilustración 30. Distancia mínima. Silicio amorfo.

$$\cos 35 = y / 1,122 \rightarrow y = 1 \text{ metro.}$$

$$X = \tan 35 \cdot 1 = 0.7 \text{ metros.}$$

$$\text{Distancia mínima} = 0.7 / \tan 28 = \mathbf{1.32 \text{ metros}}$$

- **Teluro de Cadmio:**

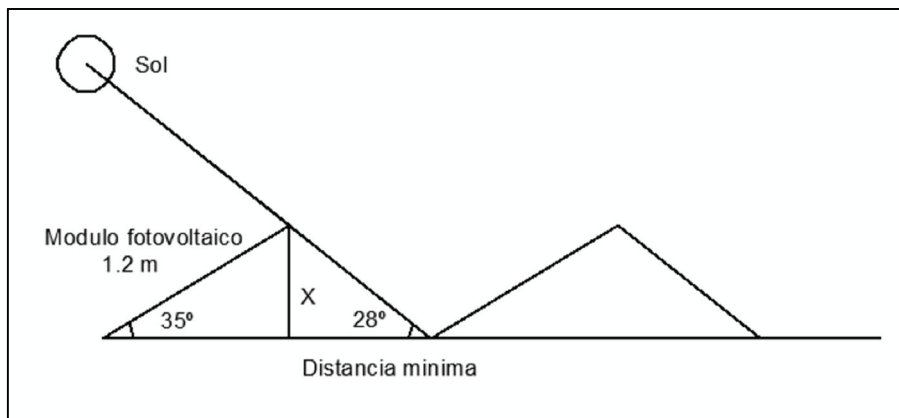


Ilustración 31. Distancia mínima. Teluro de Cadmio.

$$\cos 35 = y / 1.2 \rightarrow y = 0,98 \text{ metros.}$$

$$X = \operatorname{tg} 35 \cdot 0,98 = 0.69 \text{ metros.}$$

$$\text{Distancia mínima} = 0.69 / \operatorname{tg} 28 = \mathbf{1.29 \text{ metros}}$$

2- Calculo de pérdidas por orientación, inclinación y sombreado

Según establece el código técnico de la edificación, las instalaciones fotovoltaicas deben tener un intervalo de pérdidas por orientación, inclinación y sombreado. Estas vienen tabuladas y las podemos ver en el extracto de texto sacado del CTE (11).

“La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo, serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla siguiente. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.”



IDAE	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
<u>Superposición</u>	<u>20 %</u>	<u>15 %</u>	<u>30 %</u>
Integ. Architect.	40 %	20 %	50 %

Tabla 11. Pérdidas Límite.

Para nuestro caso en particular, tenemos superposición.

2.1.- Orientación e inclinación

La orientación e inclinación en instalaciones fotovoltaicas es importante, los módulos deben de estar orientados e inclinados dentro de unos valores que permitan producir el máximo de energía eléctrica.

En nuestras latitudes, la orientación óptima de los módulos fotovoltaicos es 0° al sur. Sin embargo lo que se deja de generar por estar orientados hacia el sureste o sureste representa sólo un 0,08%DHE por cada grado de desviación respecto al sur. En nuestro caso la orientación es sureste con un azimut de 36°.

Según el programa de simulación PVSYST® (12) la orientación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la siguiente figura:

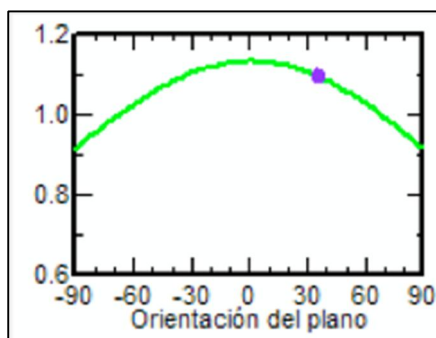


Ilustración 32. Orientación óptima. PVSYST.

La orientación corresponde al valor de 0°, el punto azul representa nuestra



orientación (azimut = 36°). Como se puede observar se encuentra cerca de los valores óptimos, por lo que respetaremos los porcentajes de pérdidas que marca el IDAE.

Del mismo modo, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar empleando una inclinación comprendida entre 5° y 10° menos que la latitud. La latitud de Murcia es de 37° por lo que en nuestro caso la inclinación óptima se encuentra entre 27° y 32° .

Según el programa de simulación PVSYST® la inclinación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la siguiente figura:

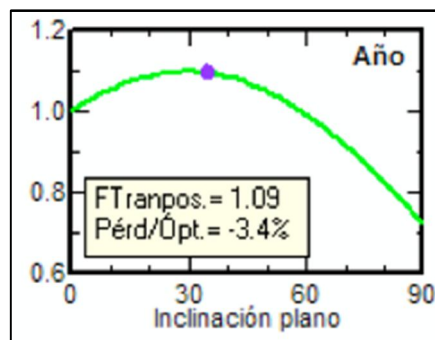


Ilustración 33. Inclinación óptima.

El punto óptimo para nuestra instalación se sitúa como hemos dicho anteriormente, entre 27° y 32° . En cambio nuestro caso es el del punto azul con una inclinación de 35° , el cual no está muy desviado del óptimo (punto azul).

La orientación e inclinación también depende de la época del año en la que se quiere maximizar la producción, lo normal es colocarlos para que capten el máximo de irradiación anual, aunque lo que se deja de generar por estar tanto encima como por debajo de la inclinación óptima representa sólo un 0,2% por cada grado de desviación respecto de dicha inclinación (en un entorno de $\pm 15^\circ$ respecto a ésta).

A continuación vamos a mostrar las inclinaciones óptimas tanto para verano como



para invierno:

- *Verano:*

En verano la altura del sol es mayor y los ángulos de incidencia de la radiación solar son más perpendiculares por lo que las inclinaciones óptimas serán menores.

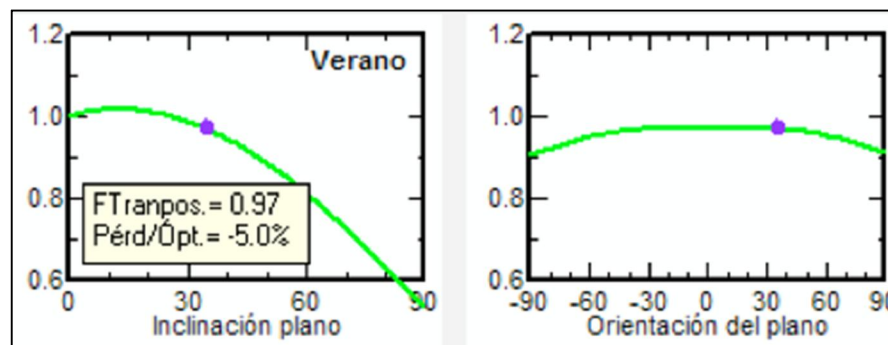


Ilustración 34. Inclinación y orientación. Verano.

En nuestro caso al ser nuestra inclinación (35°) mayor que la inclinación óptima anual (27° - 32°), en verano tendremos menos pérdidas (-0.4%). La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.

- *Invierno:*

En invierno ocurre lo contrario, el sol se encuentra a menos altura, los ángulos de incidencia de la radiación solar son menores y por tanto las inclinaciones de los módulos solares tienen que ser mayores. En nuestro caso tendremos mayores pérdidas en invierno ya que nuestra inclinación se encuentra muy por debajo de la inclinación óptima. La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.

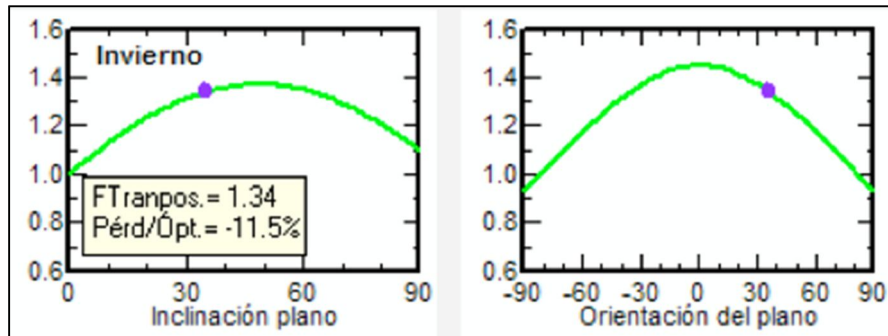


Ilustración 35. Inclinación y orientación. Invierno.

Según el IDAE:

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación (β): definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut (α): definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

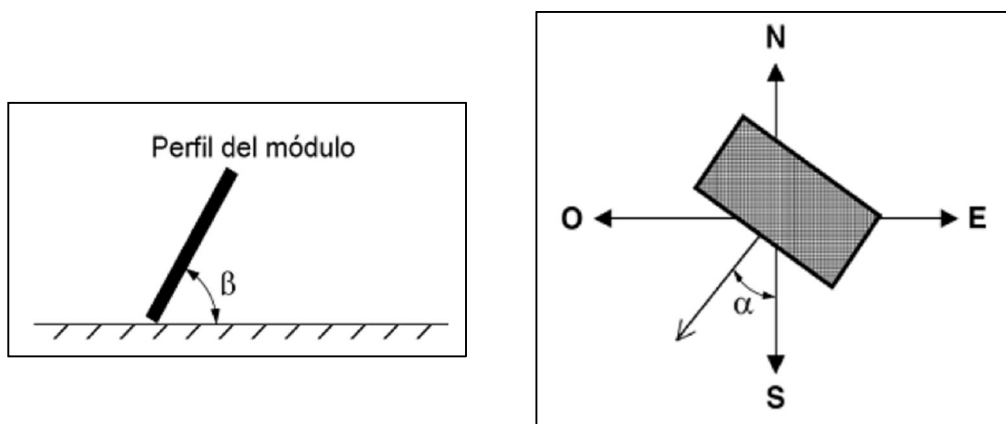


Ilustración 36. Orientación e inclinación de los módulos.

En este proyecto se ha tomado una inclinación de 35° , valor que se encuentra



dentro de los valores admisibles.

Procedimiento para el cálculo de las pérdidas:

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT (Pliego de Condiciones Técnicas).

Para ello se utilizará la figura expuesta más abajo, válida para una latitud (φ) de 41° , de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinamos en la figura los límites para la inclinación en el caso de $\varphi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\Phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al siguiente apartado.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación} (\phi = 90^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación} (\phi = 5^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

Donde:

$\Phi \rightarrow$ Latitud.



[Nota: Φ se expresa en grados]

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas(\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas(\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2] \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde:

$\alpha \rightarrow$ Angulo de Azimut (ángulo de orientación)

$\beta \rightarrow$ Angulo de inclinación de los módulos

$\Phi \rightarrow$ Latitud

[Nota: α , β , Φ se expresan en grados]

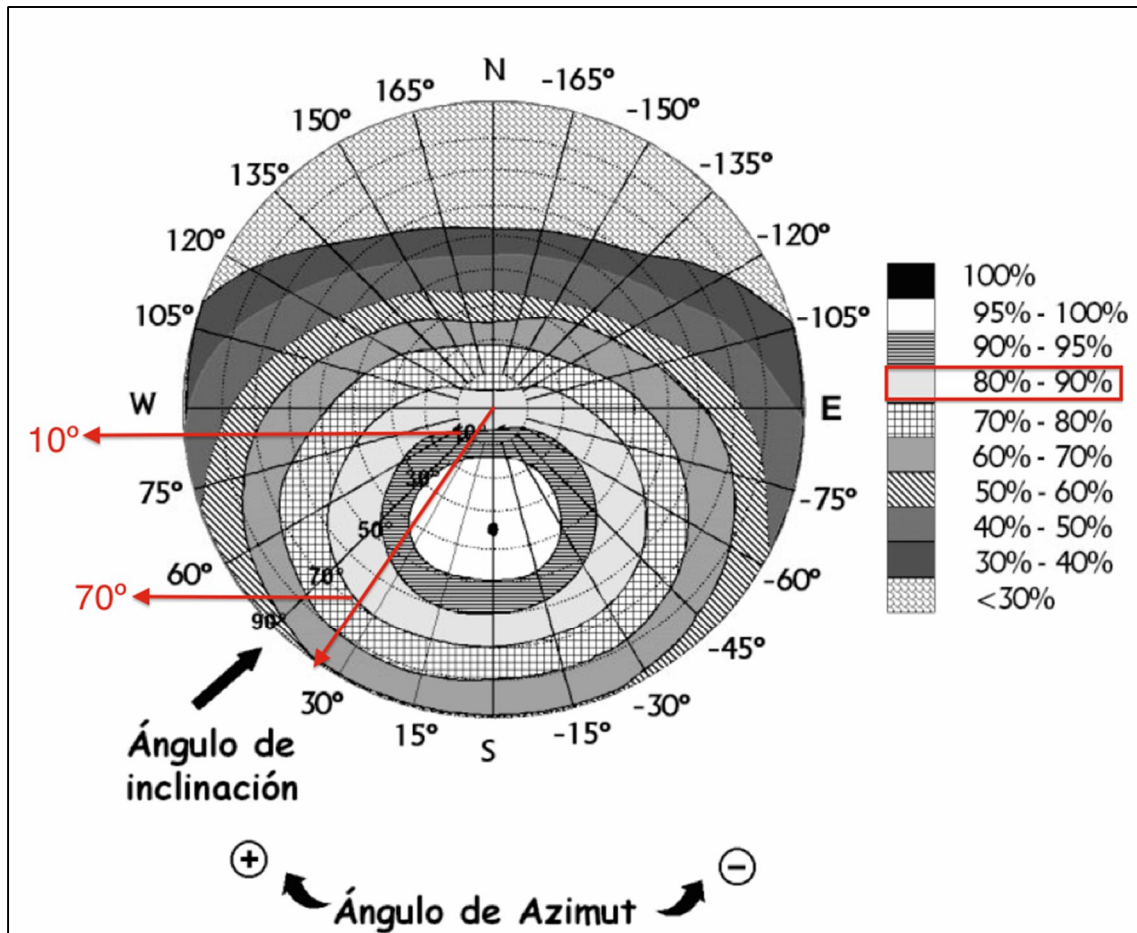


Ilustración 37. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Conocido el azimuth, cuyo valor es 36° sur-este, determinamos en la figura anterior los límites para la inclinación para el caso de $\varphi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 20% (borde exterior de la región 80%-90 %), máximo para el caso de superposición, con la recta de azimuth 36° nos proporcionan los valores

Inclinación máxima = 67°

Inclinación mínima = 7°

Y para verificar utilizamos la expresión de las pérdidas expuesta anteriormente para un ángulo mayor de 15° .

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (35 - 38 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} 36^2] = 5.12 \%$$



Como podemos ver entra dentro de los valores esperados, cumplimos la condición de que las pérdidas por orientación e inclinación son menores del 20% en superposición.

2.2- Sombreado

En toda instalación solar fotovoltaica, y en toda instalación que aproveche energías renovables, uno de los factores más importantes a la hora de realizar el diseño y proyecto del mismo, es el rendimiento que nuestra futura instalación va a ser capaz de proporcionar.

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en los módulos fotovoltaicos que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de *missmatch*. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

El pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE) describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

- **Obtención del perfil de obstáculos:** Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.
- **Representación del perfil de obstáculos:** Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la imagen que presentamos más



abajo, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

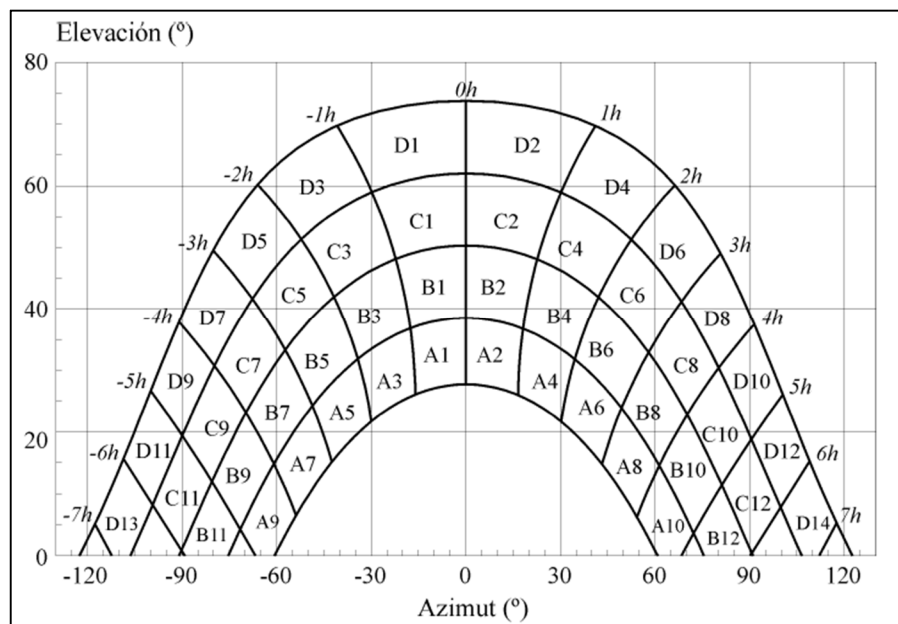


Ilustración 38. Diagrama de trayectorias del sol

- **Selección de la tabla de referencia para los cálculos:** Cada una de las porciones de la figura anterior representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.
- **Cálculo final:** La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el



año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

En la instalación nuestra en particular, no tenemos edificios ni objetos de gran tamaño que nos puedan afectar de manera directa en forma de sombras.

3- Estructura soporte

La estructura metálica que actuara de sujeción para los módulos será de la marca HOOK, y sus tablas de características las podemos encontrar en los anexos.

La fijación al tejado será como la que podemos observar a continuación:

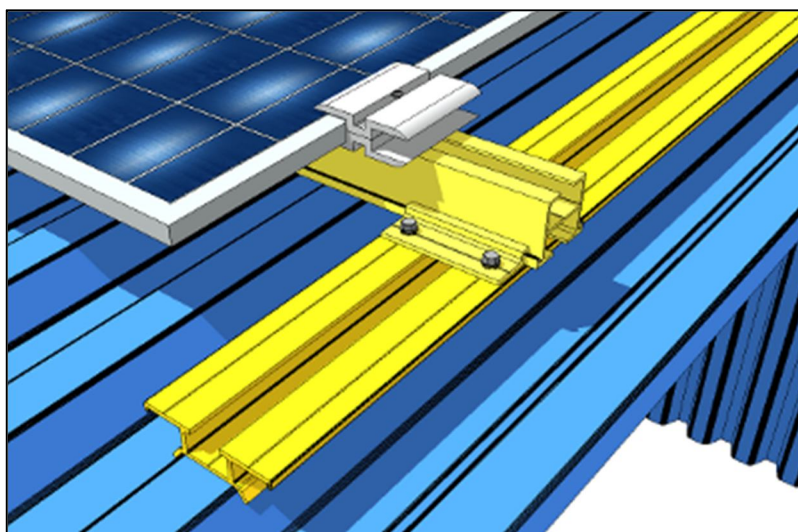


Ilustración 39. Estructura soporte. HOOK.

4.1.- Instalación con conexión a red

Dentro de los cálculos justificativos, diferenciaremos entre los dos tipos de conexión a red, instalación aislada y conexión a red.



A continuación, haremos todos los cálculos correspondientes a la instalación conectada a red.


4.1.1.- Silicio monocristalino

4.1.1.1- Distribución de inversores. String

Para saber la configuración de los inversores y string, hemos utilizado el software informático "Sunnydesign" (13) , en el cual, introduciendo el número de módulos y su potencia, nos muestra cual es la configuración óptima.


A continuación podemos ver en más detalle el programa:

▼ Datos ampliados del proyecto

**Ajustes del emplazamiento**


- El emplazamiento está en **Murcia, Spain (Southern Europe)**
- La altitud sobre el nivel del mar es de **43 m**

[Editar](#)

**Detalles del proyecto**


- Nombre del proyecto: **red_monocrist**
- Número del proyecto **no introducido**
- Comentario **no introducido**
- Cliente **no introducido**

[Editar](#)

**Ajustes de temperatura**


- Se utiliza la **Temperatura ambiente**
- La temperatura mínima es de **-1 °C**
- La temperatura de diseño es de **23 °C**
- La temperatura máxima es de **40 °C**

[Editar](#)

**Conexión a la red del inversor**

- Baja tensión** con una tensión de red de **230V (230V / 400V)**
- La tolerancia de tensión es de **+/-10 %**
- Inyección trifásica**
- Se tiene en cuenta la carga desequilibrada máxima de **5,00 kVA**
- Factor de desfase $\cos \varphi$ no especificado
- Sin limitación de la potencia activa prefijada




[Editar](#)

**Pérdidas de línea**

- Las pérdidas de línea de CC no se tienen en cuenta en la previsión de rendimiento.
- Las pérdidas de línea de CA no se tienen en cuenta en la previsión de rendimiento.

[Editar](#)

▼ Generadores FV

Nombre	Fabricante/módulo FV	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 2	Solon SE 285Wp*	13 módulos FV 3,71 kWp	  -36°  35°
+ Añadir un generador			

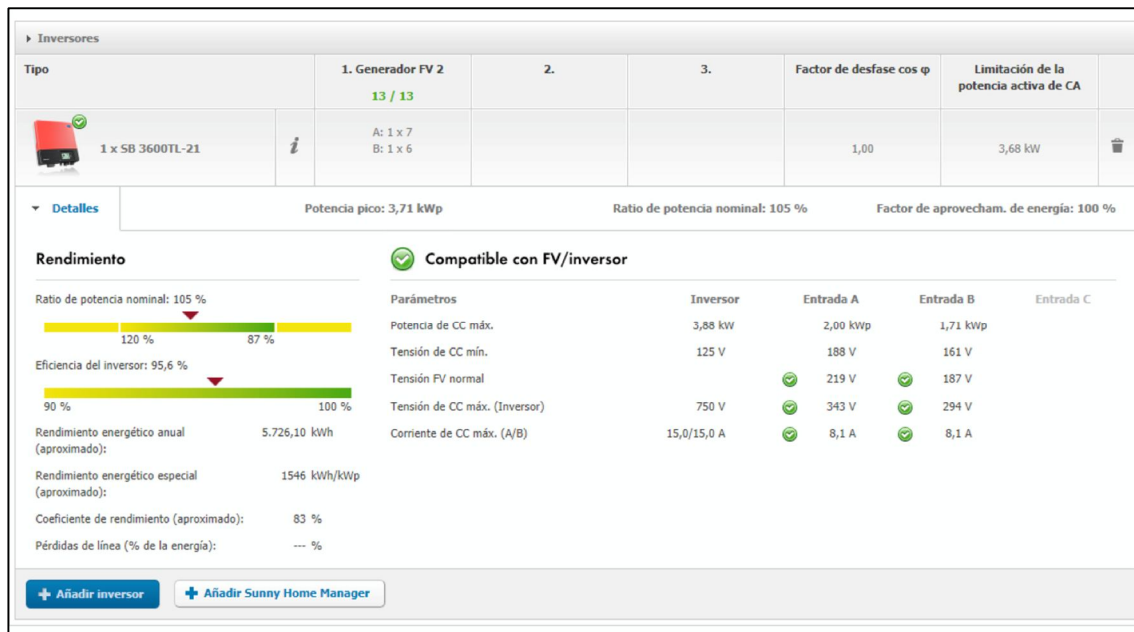


Ilustración 40. Distribución Inversores. Silicio Monocristalino.

Como podemos ver, lo primero que hacemos es introducir los datos de partida de la instalación, es decir, el emplazamiento, las temperaturas máximas y mínimas, la orientación e inclinación, etc y el programa nos recomienda la configuración de inversores y string óptima.

Para este caso, el inversor seleccionado ha sido el SB 3600 TL-21 con 1 string de 7 módulos en la patilla "A" del inversor, y 1 string de 6 módulos en la patilla "B" del inversor.

4.1.1.2.- Comprobación analítica.

Debido a que el efecto de la temperatura tiene un impacto directo en el valor de la tensión e intensidad de los módulos, a continuación lo que haremos será verificar que aun teniendo en cuenta este factor, la tensión e intensidad a la entrada del inversor estará comprendida en los límites que vienen establecidos en las tablas de características de los propios inversores.

Como podemos ver en el ANEXO VI en el cual están las tablas de características del inversor SB3600 TL-21 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 750 (V), mientras que el rango de tensión del MPP con una tensión de red de



230(V) es de 175 (V) – 440 (V), por otro lado la corriente máxima de entrada por string es de 8.51 (A).

Con estos datos, ya estamos en disposición de calcular las pérdidas experimentadas por temperatura.

Para ello, lo primero que tenemos que hacer es calcular la temperatura de trabajo de la célula en las condiciones más desfavorables en las que va a trabajar, esto es, en el día más caluroso de verano y en el más frío de invierno. Estas temperaturas, según AEMET (14) en el año 2013 se registraron en 1° en invierno y 39° en verano. Por lo tanto:

La ecuación para saber la temperatura de las células en unas condiciones determinadas es la siguiente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G$$

Donde:

$T_a \rightarrow$ Temperatura ambiente

$NOCT \rightarrow$ Temperatura de operación nominal de la célula.

$G \rightarrow$ Irradiación en las condiciones de operación. Se suele considerar en verano 1000 W/m² y en invierno 100 W/m².

- Verano:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 39 + \frac{48 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 1 = 74 \text{ °C}$$

- Invierno:



$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 1 + \frac{48 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 0,1 = 3.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Ahora, si de los catálogos de los módulos fotovoltaicos vemos como se ve afectada la tensión y la intensidad por efecto de la variación de la temperatura tendríamos lo siguiente:

Variación con Voc → -0.36%/°C

Variación con Isc → 0,04%/°C

Lo único que nos quedaría es ver como se ven afectados estos factores, y dado que Voc e Isc están medidos en condiciones estándar, a las temperaturas arriba indicadas tendríamos que restarle 25°C y quedaría de la siguiente forma:

Parámetro	Cond. Estándar	Invierno	Verano
Voc (V)	43.96	40.57	<u>36.2</u>
Isc (A)	8.51	<u>8.58</u>	8.68

Como las tensiones e intensidades nominales del punto de máxima potencia son menores que las indicadas, habrá que tenerlas en cuenta a la hora de calcular el valor inferior del rango de tensión. Para ello se calcularan a partir de la relación que tienen cada una de las magnitudes en el punto de máxima potencia con su máximo.

Para la corriente se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; y para la tensión se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima, y la tensión del punto de máxima potencia. Por lo tanto:

$$\frac{Impp}{Isc} = \frac{8.2}{8.51} = 0.963$$



$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{35.6}{43.96} = 0.81$$

Por lo tanto, para los valores mínimos calculados anteriormente se le aplicaran estos factores y así poder saber cuánto es lo que realmente disminuye la tensión e intensidad en el punto de funcionamiento.

Parámetro	Cond. Estándar	Invierno	Verano
Voc (V)	43.96	40.57	<u>29.322</u>
Isc (A)	8.51	<u>8.262</u>	8.68

- Valores mínimos:

La tensión mínima para este inversor será de $29.322 \cdot 6 = 175.93$ (V) mientras que la intensidad es de 8.262 (A).

- Valores máximos

La tensión máxima para este inversor será de $43.96 \cdot 7 = 307.72$ (V) mientras que la intensidad es de 8.68 (A).

Ante los resultados expuestos, podemos afirmar que los valores calculados por el efecto de la temperatura sobre las células están dentro de los rangos permitidos incluidos en las hojas de características de los inversores. Por lo tanto, podemos decir que el diseño del software es VALIDO.

4.1.1.3.- Dimensionado del cableado

Ahora procederemos al cálculo del cableado de la instalación.



Para ello debemos saber las distancias correspondientes de los módulos a los inversores (Cableado DC) y las distancias de los inversores al punto de entrega de la energía (Cableado AC).

Para este caso en particular, las distancias más desfavorables tanto de continua como de alterna son las siguientes:

- Cableado DC más desfavorable: 37 metros.
- Cableado AC más desfavorable: 28 metros.

4.1.1.3.1.- Cableado CC

Para el diseño de las secciones de todos los conductores de la instalación, se tendrá en cuenta el reglamento electrotécnico de baja tensión. Por tanto, basándonos en el mismo a continuación tendremos los cálculos:

Para el cálculo por intensidad admisible, se usara el proceso descrito en la UNE 20460-5-523 (15), específicamente usando la tabla A52-1. En esta tabla se especifican las intensidades máximas admisibles de los conductores para cada uno de los tipos de instalación que se indican.



TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461
	300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558

Ilustración 41. Intensidades admisibles al aire. REBT.

Podemos ver sobre la tabla, que hemos elegido cable de PVC (2) de cobre debido a que estamos en DC y sobre bandeja perforada, que es por donde irán los cables en nuestra instalación.

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:



TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

$$K_{\text{TEMPERATURA}} = 0,82.$$

- Factor de corrección por agrupamiento de circuitos sobre bandeja:

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,8.$$

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 0,8 = 0,656$$

La intensidad es la correspondiente a 1 string, $I = 8,51$ (A). Por lo tanto:

$$I_{\text{TABLAS}} = \frac{I}{Kt} = \frac{8,51}{0,656} = 12,97 \text{ (A)}$$

Ahora nos vamos a las tabla A52-1BIS y vemos que el conductor que admite una intensidad inmediatamente superior a la dada en nuestro sistema es el de **1.5mm²**, que admite hasta 20 (A).

2º.- Criterio de cálculo por caída de tensión:



A parte de la comprobación de la sección del cableado por calentamiento también hay que calcularlo por caída de tensión, puesto que las string tienen unas longitudes muy grandes que pueden provocar una reducción en la caída de tensión considerablemente alta. Por lo tanto, procederemos a su calculo y finalmente nos quedaremos con la sección que mas desfavorable nos haya salido.

Para calcular la sección por AU, utilizaremos la siguiente formula:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U}$$

Siendo ρ la resistividad del cobre a 70°C, temperatura máxima correspondiente al aislamiento de PVC, y de un valor de 0.021; L será la longitud de cada string, I la intensidad que circula por la línea a diseñar y u la máxima caída de tensión permitida, que es del 1,5 % de la tensión de la línea según el IDAE.

Se dimensionara el cable para la string más desfavorable, que será la de mayor longitud desde el cuadro de protecciones de continua, y que tiene una longitud de 37 m, una tensión de $43.96 \cdot 7 = 307.79$ V y una intensidad de 8.51 A.

$$S = \frac{2 \cdot 0,021 \cdot 37 \cdot 8.51}{1,5\% \text{ de } 307.79} = 2.86 \text{ mm}^2$$

Como elegimos la sección mas grande, finalmente nos quedaremos con esta ultima, cuya valor tabulado inmediatamente superior es de **4mm²** el cual admite una intensidad de $36 \cdot 0,656 = 23.61$ (A) > 8.51(A).

4.1.1.3.2.- Cableado AC

Para el cableado de corriente alterna, el procedimiento de calculo será igual que antes, solo que ahora, la intensidad será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\gamma)} = \frac{3600}{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 0,9} = 12.29 \text{ (A)}$$



1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

- Factor de corrección por agrupamiento de cables 0,6/1Kv:

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 1$$

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 1 = 0,82$$




Finalmente:

$$I' = 12.29 \cdot 0.82 = 10.07 \text{ (A)}$$

Si miramos la sección inmediatamente superior:

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Sección mm ²	Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto		
	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
ALUMINIO			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
COBRE			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540



Vemos que el conductor debería ser de **25 mm²**.

2º.- Criterio por caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,021 \cdot 28 \cdot 12.29}{2\% \text{ de } 230} = 2.221 \text{ mm}^2$$

Cercioramos que la sección será de **25mm²**.

4.1.1.3.3.- Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra", la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenara la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizara la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios,



constara de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.

- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizara el conductor de tierra que posee la nave.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger. Se utilizara el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

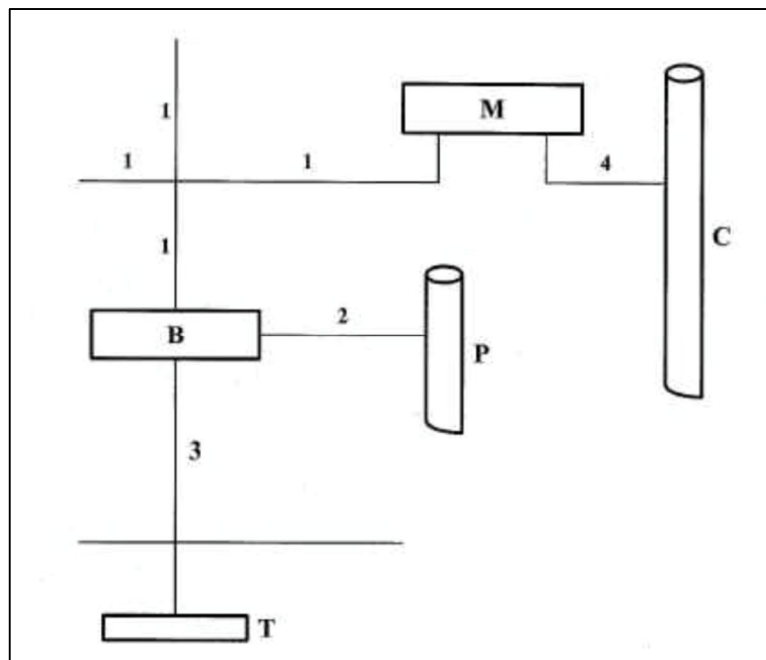


Ilustración 42. Esquema de Cableados de protección.

Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.



- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

También tenemos que tener en cuenta la relación entre los conductores de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Por tanto, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, las secciones en los conductores de protección quedaran de la siguiente forma:

Para los conductores de corriente continua la sección sería la misma, es decir 4 mm², al igual que para los de corriente alterna, que sería de 25 mm².

4.1.1.4.- Protecciones

4.1.1.4.1.- Protecciones CC

Como toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna, aunque el objetivo general será el mismo, mantener la instalación en un



funcionamiento normal sin perjuicios provocadas a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos.

La parte de corriente continua de la instalación estará protegida por diversos elementos. Contra contactos indirectos que puedan ser peligrosos se instala una toma de tierra que conecta todas las partes metálicas de la instalación para el caso de que se produzcan derivaciones. Además el inversor lleva controladores permanentes de aislamiento, que aunque no desconectan la instalación en caso de fallo sí que lo indican.

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC del tipo II	○
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

El descargador de sobretensión de CC de tipo II es opcional incluirlo en el inversor, pero en este caso se incluirá evitando tener que incluirlo externamente al inversor.

Por tanto, las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los magnetotérmicos instalados en el tejado en cajas individuales para la desconexión de cada string por separado y los fusibles que se encontraran en la sala de inversores para protección de cada string.

- Magnetotérmicos:

Tendremos uno por cada patilla del inversor. En nuestro caso, como no hay mas de 1 string en paralelo, será el mismo magnetotermico el que pondremos en las dos patillas:

Para el diseño de los magnetotermicos se debe cumplir siempre que:



$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica, I_n la intensidad nominal del magnetotermico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable.

$$8.51 \text{ (A)} \leq \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 23.61 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 16 (A).

- Fusibles:

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$ siendo I_n , la intensidad nominal del fusible.

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 16 = \mathbf{25.6 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 23.61 = \mathbf{34.23 \text{ (A)}}$$

Fusible de 16 (A).

4.1.1.4.2.- Protecciones AC

Para el lado de Alterna sería igual, solo que la intensidad que consideraremos será la correspondiente a la del inversor:

- Magnetotermico:

$$12.29 \text{ (A)} \leq \mathbf{20 \text{ (A)}} \leq 86.1 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 20 (A).

- Fusible:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 20 = \mathbf{32 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 86.1 = \mathbf{124.84 \text{ (A)}}$$



Fusible de 20 (A).

4.1.1.5.- Producción anual esperada

4.1.1.5.1.- Performance ratio

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica.

El performance ratio es un indicador (o factor de rendimiento) de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico. Se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independiente de la radiación que reciben.

En resumen es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Pérdidas por dispersión de potencia.
- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.
- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por degradación fotonica.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral
- Pérdidas en el inversor.
- Pérdidas en el cableado.

A continuación podemos ver el impacto que tiene sobre la energía generada por el sistema:



$$E_g = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} [Kwh/dia]$$

Donde:

- E_g = Energía generada.
- G_{dm} = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kwh/m^2 . Día), siendo α el azimut de la instalación, y β la inclinación de los paneles.
- P_{mp} = Potencia pico del generador.
- PR: Performance ratio
- G_{cem} : Constante de irradiación que tiene un valor de 1 (Kw/m^2)

Finalmente podemos definir Performance Ratio (PR) como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red (EAC) y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \cdot P_{nom,G}}$$

Este se puede estimar analíticamente, o mediante algún software en el que se haga estimación de las pérdidas en función de la potencia instalada.

En nuestro caso, como no podemos saber la energía que entregaría el sistema a la red lo que hemos hecho para calcular el performance ratio es apoyarnos en el software informativo "PVSYST" y modelar una instalación de las mismas



características que la nuestra. De modo que los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Nueva variante de simulación Pérdidas Detalladas del Sistema					
	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	6.099	8.00	3.056	363.6	6.546
Febrero	6.355	8.34	3.683	378.3	6.626
Marzo	8.397	11.02	5.346	499.6	8.629
Abril	8.719	11.44	5.597	518.3	9.022
Mayo	9.473	12.43	6.092	562.2	9.931
Junio	9.133	11.98	5.976	540.8	9.442
Julio	9.605	12.60	6.766	567.7	9.939
Agosto	8.880	11.65	6.202	524.6	9.435
Septiembre	8.033	10.54	5.549	475.3	8.288
Octubre	7.287	9.56	4.682	432.4	7.647
Noviembre	5.238	6.87	2.699	311.4	5.936
Diciembre	5.554	7.29	2.811	330.9	6.278
Año	92.776	121.74	58.458	5505.1	97.718

Los parámetros establecidos en la imagen son:

- Pérdida por calidad del módulo.
- Pérdida mismatch campo del módulo
- Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del generador en MPP
- Pérdidas globales en inversor.

El conjunto de todas estas pérdidas, como bien comentábamos anteriormente, nos lleva a un performance ratio final de:

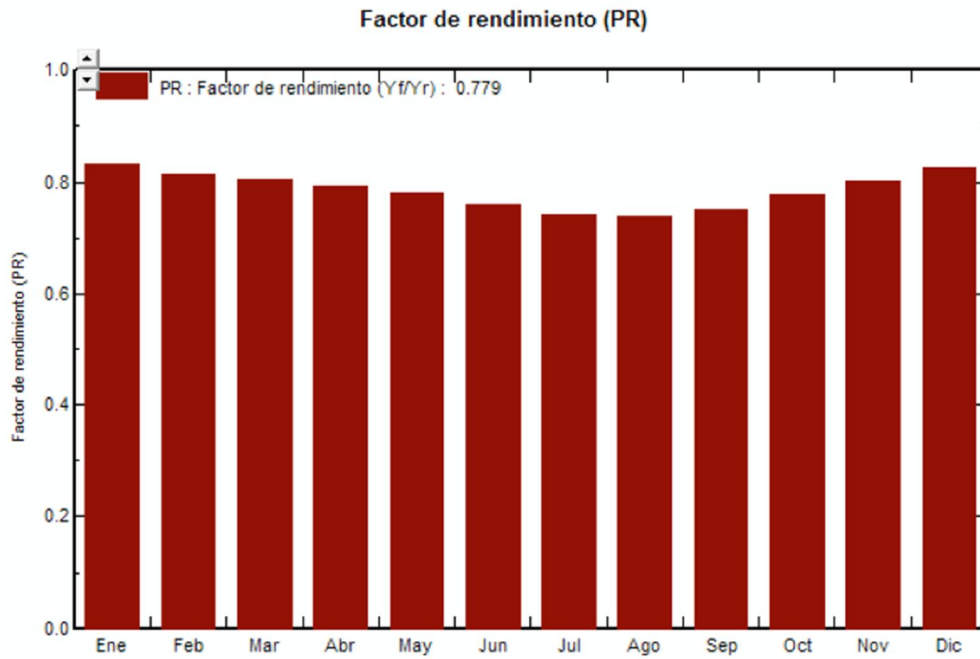


Ilustración 43. Performance Ratio. Silicio Monocristalino.

PR = 0,779

Una vez conocido el PR podemos sacar la energía generada:

ENERGIA GENERADA				
MES	Gdm (α, β) (Kwh)	PR	Eg (Kwh/dia)	Eg(Kwh/mes)
ENERO	4.39	0.82	13.31	412.61
FEBRERO	5.13	0.8	15.18	425.04
MARZO	5.84	0.795	17.17	532.27
ABRIL	6.34	0.79	18.53	555.9
MAYO	6.51	0.785	18.91	586.21
JUNIO	7	0.78	20.20	606
JULIO	7.25	0.77	20.65	619.5
AGOSTO	6.96	0.78	20.09	622.79
SEPTIEMBRE	6.19	0.79	18.09	542.7
OCTUBRE	5.41	0.8	16.01	496



NOVIEMBRE	4.54	0.805	13.52	405.6
DICIEMBRE	4.36	0.82	13.22	409.82
TOTAL	69.92	0.779	204.88	6214.44

Tabla 12. Energía generada. Silicio monocristalino.

La energía total generadas al cabo de un año es de **6,21444 Mwh**.

4.1.2.- Silicio policristalino

4.1.2.1- Distribución de inversores. String

Al igual que antes, procederemos al cálculo de la configuración inversor – string óptima:

Generadores FV

Nombre	Fabricante/módulo FV	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	Suntech Power 285Wp*	13 módulos FV 3,71 kWp	-36° 35°

Inversores

Tipo	1. Generador FV 2	2.	3.	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA
1 x SB 3600TL-21	13 / 13 A: x B: x : x	/	/	1,00	3,68 kW

Indicaciones y soluciones ()

Detalles

Potencia pico: 3,71 kWp
Ratio de potencia nominal: 105 %
Factor de aprovecham. de energía: 100 %

Rendimiento

Compatible con FV/inversor

Parámetros	Inversor	Entrada A (Polystring)	Entrada B (Polystring)	Entrada C (Polystring)
Potencia de CC máx.	3,88 kW	2,00 kWp	1,71 kWp	---
Tensión de CC mín.	125 V	188 V	161 V	---
Tensión FV normal		219 V	187 V	---
Tensión de CC máx. (Inversor)	750 V	343 V	294 V	---
Corriente de CC máx.	A	8,1 A	8,1 A	---
Corriente máx. de cortocircuito (inversor)	A	8,5 A	8,5 A	---

Ilustración 44. Distribución Inversores. Silicio Policristalino.

Observamos que la configuración óptima para este caso particular es la de un



inversor SB3600TL-21 con 1 string en la patilla A de 6 módulos en serie, y un string en la patilla B con 6 módulos en serie.

4.1.2.2 Comprobación analítica.

Debido a que el efecto de la temperatura tiene un impacto directo en el valor de la tensión e intensidad de los módulos, a continuación lo que haremos será verificar que aun teniendo en cuenta este factor, la tensión e intensidad a la entrada del inversor estará comprendida en los límites que vienen establecidos en las tablas de características de los propios inversores.

Como podemos ver en el ANEXO VI en el cual están las tablas de características del inversor SB3600TL-21 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 750 (V), mientras que el rango de tensión del MPP con una tensión de red de 230(V) es de 175 (V) – 440 (V), por otro lado la corriente máxima de entrada por string es de 8,37 (A).

Con estos datos, ya estamos en disposición de calcular las pérdidas experimentadas por temperatura.

Para ello, lo primero que tenemos que hacer es calcular la temperatura de trabajo de la célula en las condiciones mas desfavorables en las que va a trabajar, esto es, en el día mas caluroso de verano y en el mas frio de invierno. Estas temperaturas, según AEMET en el año 2013 se registraron en 1º en invierno y 39º en verano. Por lo tanto:

La ecuación para saber la temperatura de las células en unas condiciones determinadas es la siguiente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G$$

Donde:

T_a → Temperatura ambiente

NOCT → Temperatura de operación nominal de la célula.

G → Irradiación en las condiciones de operación. Se suele considerar en verano 1000 W/m² y en invierno 100 W/m².

- Verano:



$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 39 + \frac{47 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 1 = 72,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- Invierno:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 1 + \frac{47 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 0,1 = 4,37 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Ahora, si de los catálogos de los módulos fotovoltaicos vemos como se ve afectada la tensión y la intensidad por efecto de la variación de la temperatura tendríamos lo siguiente:

Variación con Voc → -0.33%/°C

Variación con Isc → 0,055%/°C

Lo único que nos quedaría es ver como se ven afectados estos factores, y dado que Voc e Isc están medidos en condiciones estándar, a las temperaturas arriba indicadas tendríamos que restarle 25°C y quedaría de la siguiente forma:

Parámetros	Cond.Estándar	Invierno	Verano
Voc(v)	44,8	41,75	<u>37,74</u>
Isc(A)	8,37	<u>8,46</u>	8,58

Como las tensiones e intensidades nominales del punto de máxima potencia son menores que las indicadas, habrá que tenerlas en cuenta a la hora de calcular el valor inferior del rango de tensión. Para ello se calcularan a partir de la relación que tienen cada una de las magnitudes en el punto de máxima potencia con su máximo.

Para la corriente se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; y para la tensión se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima, y la tensión del punto de máxima potencia. Por lo tanto:



$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{7.95}{8.37} = 0,949$$

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{35,8}{44,8} = 0,799$$

Por lo tanto, para los valores mínimos calculados anteriormente se le aplicaran estos factores y así poder saber cuánto es lo que realmente disminuye la tensión e intensidad en el punto de funcionamiento.

Parámetros	Cond.Estándar	Invierno	Verano
Voc(v)	44,8	41,75	<u>30,15</u>
Isc(A)	8,37	<u>8,02</u>	8,58

- Valores mínimos:

La tensión mínima del sistema sería de $30,15 \cdot 7 = 211,05$ (V) mientras que la intensidad mínima que tendríamos en este caso sería la de 1 string, es decir 8.02 (A).

- Valores máximos

En el primer inversor, la tensión máxima será $7 \cdot 41,75 = 292,25$ (V) mientras que la intensidad, como tenemos 1 string, será de 8,58(A).

Ante los resultados expuestos, podemos afirmar que los valores calculados por el efecto de la temperatura sobre las células están dentro de los rangos permitidos incluidos en las hojas de características de los inversores. Por lo tanto, podemos decir que el diseño del software es VALIDO.

4.1.2.3.- Dimensionado del cableado.

Ahora procederemos al cálculo del cableado de la instalación.

Para ello debemos saber las distancias correspondientes de los módulos a los inversores (Cableado DC) y las distancias de los inversores al punto de entrega de



la energía (Cableado AC).

Para este caso en particular, las distancias más desfavorables tanto de continua como de alterna son las siguientes:

- Cableado DC más desfavorable: 35 metros.
- Cableado AC más desfavorable: 28 metros.

4.1.2.3.1.- Cableado CC

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

$$K_{\text{TEMPERATURA}}=0,82.$$

- Factor de corrección por agrupamiento de circuitos sobre bandeja:

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80



$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,8.$$

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 0,8 = 0,656$$

La intensidad es la correspondiente a 1 string, $I = 8,37 \text{ (A)}$. Por lo tanto:

$$I_{\text{TABLAS}} = \frac{I}{Kt} = \frac{8,37}{0,656} = 12,75 \text{ (A)}$$

Ahora nos vamos a las tabla A52-1BIS y vemos que el conductor que admite una intensidad inmediatamente superior a la dada en nuestro sistema es el de **1.5mm²**, que admite hasta 20 (A).

2º.- Criterio de cálculo por caída de tensión:

A parte de la comprobación de la sección del cableado por calentamiento también hay que calcularlo por caída de tensión, puesto que las string tienen unas longitudes muy grandes que pueden provocar una reducción en la caída de tensión considerablemente alta. Por lo tanto, procederemos a su calculo y finalmente nos quedaremos con la sección que mas desfavorable nos haya salido.

Para calcular la sección por AU, utilizaremos la siguiente formula:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U}$$

Siendo ρ la resistividad del cobre a 70°C, temperatura máxima correspondiente al aislamiento de PVC, y de un valor de 0.021; L será la longitud de cada string, I la intensidad que circula por la línea a diseñar y u la máxima caída de tensión permitida, que es del 1,5 % de la tensión de la línea según el IDAE.

Se dimensionara el cable para la string más desfavorable, que será la de mayor longitud desde el cuadro de protecciones de continua, y que tiene una longitud de



35 m, una tensión de $44.8 \cdot 7 = 313.6$ V y una intensidad de 8.37 A.

$$S = \frac{2 \cdot 0,021 \cdot 35 \cdot 8.37}{1,5\% \text{ de } 307.79} = 2.66 \text{ mm}^2$$

Como elegimos la sección más grande, finalmente nos quedaremos con esta última, cuya valor tabulado inmediatamente superior es de **4mm²** el cual admite una intensidad de $36 \cdot 0,656 = 23.61$ (A) > 8.51(A).

4.1.2.3.2.- Cableado AC

Para el cableado de corriente alterna, el procedimiento de cálculo será igual que antes, solo que ahora, la intensidad será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\gamma)} = \frac{3600}{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 0,9} = 12.29 \text{ (A)}$$

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

- Factor de corrección por agrupamiento de cables 0,6/1Kv:

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 1$$




$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 1 = 0,82$$



Finalmente:

$$I = 12.29 \cdot 0.82 = 10.07 \text{ (A)}$$

Si miramos la sección inmediatamente superior:

TABLA A.1 (UNE 211435): CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)			
Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
ALUMINIO			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
COBRE			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

$$S = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,021 \cdot 28 \cdot 12.29}{2\% \text{ de } 230} = 2.221 \text{ mm}^2$$

Cercioramos que la sección será de **25mm²**.

4.1.2.3.3.- Cableado de protección

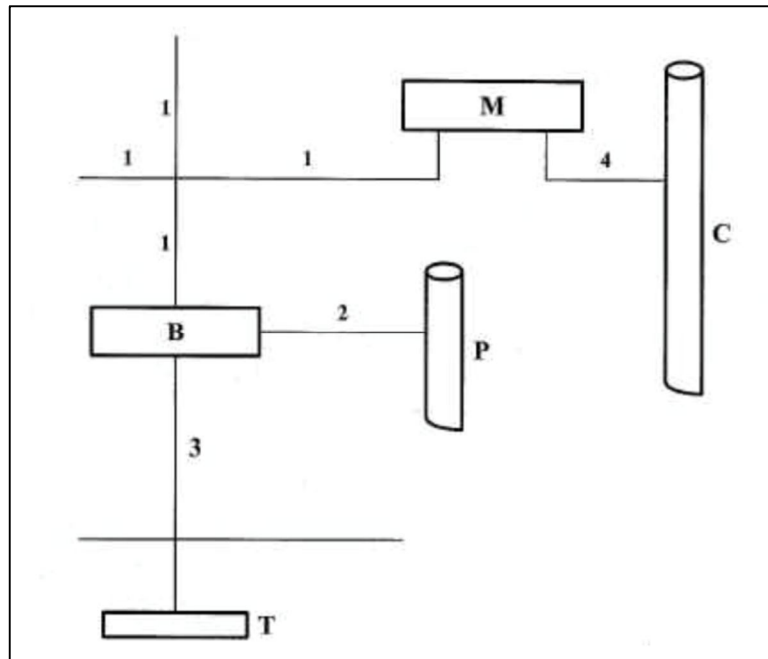
Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de



defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenara la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizara la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constara de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizara el conductor de tierra que posee la nave.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger. Se utilizara el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

También tenemos que tener en cuenta la relación entre los conductores de protección y los de fase.



Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Por tanto, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, las secciones en los conductores de protección quedaran de la siguiente forma:

Para los conductores de corriente continua la sección seria la misma, es decir 4 mm², al igual que para los de corriente alterna, que sería de 25 mm².

4.1.2.4.- Protecciones

4.1.2.4.1.- Protecciones CC

Como toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna, aunque el objetivo general será el mismo, mantener la instalación en un funcionamiento normal sin perjuicios provocadas a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos.

La parte de corriente continua de la instalación estará protegida por diversos elementos. Contra contactos indirectos que puedan ser peligrosos se instala una toma de tierra que conecta todas las partes metálicas de la instalación para el caso de que se produzcan derivaciones. Además el inversor lleva controladores permanentes de aislamiento, que aunque no desconectan la instalación en caso de fallo sí que lo indican.



Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC del tipo II	○
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

El descargador de sobretensión de CC de tipo II es opcional incluirlo en el inversor, pero en este caso se incluirá evitando tener que incluirlo externamente al inversor.

Por tanto, las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los magnetotérmicos instalados en el tejado en cajas individuales para la desconexión de cada string por separado y los fusibles que se encontraran en la sala de inversores para protección de cada string.

- Magnetotérmicos:

Tendremos uno por cada patilla del inversor. En nuestro caso, como no hay mas de 1 string en paralelo, será el mismo magnetotermico el que pondremos en las dos patillas:

Para el diseño de los magnetotermicos se debe cumplir siempre que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica, I_n la intensidad nominal del magnetotermico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable.

$$8.37 \text{ (A)} \leq \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 23.61 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 16 (A).

- Fusibles:



Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$ siendo I_n , la intensidad nominal del fusible.

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 16 = \mathbf{25.6 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 23.61 = \mathbf{34.23 \text{ (A)}}$$

Fusible de 16 (A).

4.1.2.4.2.- Protecciones AC

Para el lado de Alterna sería igual, solo que la intensidad que consideraremos será la correspondiente a la del inversor:

- Magnetotermico:

$$12.29 \text{ (A)} \leq \mathbf{20 \text{ (A)}} \leq 86.1 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 20 (A).

- Fusible:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 20 = \mathbf{32 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 86.1 = \mathbf{124.84 \text{ (A)}}$$

Fusible de 20 (A)

4.1.2.5.- Producción anual esperada

4.1.2.5.1.- Performance ratio

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el



paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica.

El performance ratio es un indicador (o factor de rendimiento) de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico. Se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independiente de la radiación que reciben.

En resumen es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Pérdidas por dispersión de potencia.
- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.
- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por degradación fotonica.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral
- Pérdidas en el inversor.
- Pérdidas en el cableado.

A continuación podemos ver el impacto que tiene sobre la energía generada por el sistema:

$$Eg = \frac{Gdm(\alpha, \beta) \cdot Pmp \cdot PR}{Gcem} [Kwh/dia]$$

Donde:

- Eg = Energía generada.
- Gdm = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del



generador (Kwh/m². Día), siendo α el azimut de la instalación, y β la inclinación de los paneles.

- Pmp = Potencia pico del generador.
- PR: Performance ratio
- G_{cm}: Constante de irradiación que tiene un valor de 1 (Kw/m²)

Finalmente podemos definir Performance Ratio (PR) como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red (EAC) y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \cdot P_{nom,G}}$$

Este se puede estimar analíticamente, o mediante algún software en el que se haga estimación de las pérdidas en función de la potencia instalada.

En nuestro caso, como no podemos saber la energía que entregaría el sistema a la red lo que hemos hecho para calcular el performance ratio es apoyarnos en el software informativo "PVSYST" y modelar una instalación de las mismas características que la nuestra. De modo que los resultados obtenidos han sido los siguientes:



Nueva variante de simulación
Pérdidas Detalladas del Sistema

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	6.099	8.00	3.056	363.6	6.546
Febrero	6.355	8.34	3.683	378.3	6.626
Marzo	8.397	11.02	5.346	499.6	8.629
Abril	8.719	11.44	5.597	518.3	9.022
Mayo	9.473	12.43	6.092	562.2	9.931
Junio	9.133	11.98	5.976	540.8	9.442
Julio	9.605	12.60	6.766	567.7	9.939
Agosto	8.880	11.65	6.202	524.6	9.435
Septiembre	8.033	10.54	5.549	475.3	8.288
Octubre	7.287	9.56	4.682	432.4	7.647
Noviembre	5.238	6.87	2.699	311.4	5.936
Diciembre	5.554	7.29	2.811	330.9	6.278
Año	92.776	121.74	58.458	5505.1	97.718

Los parámetros establecidos en la imagen son:

- Pérdida por calidad del módulo.
- Pérdida mismatch campo del módulo
- Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del generador en MPP
- Pérdidas globales en inversor.

El conjunto de todas estas pérdidas, como bien comentábamos anteriormente, nos lleva a un performance ratio final de:

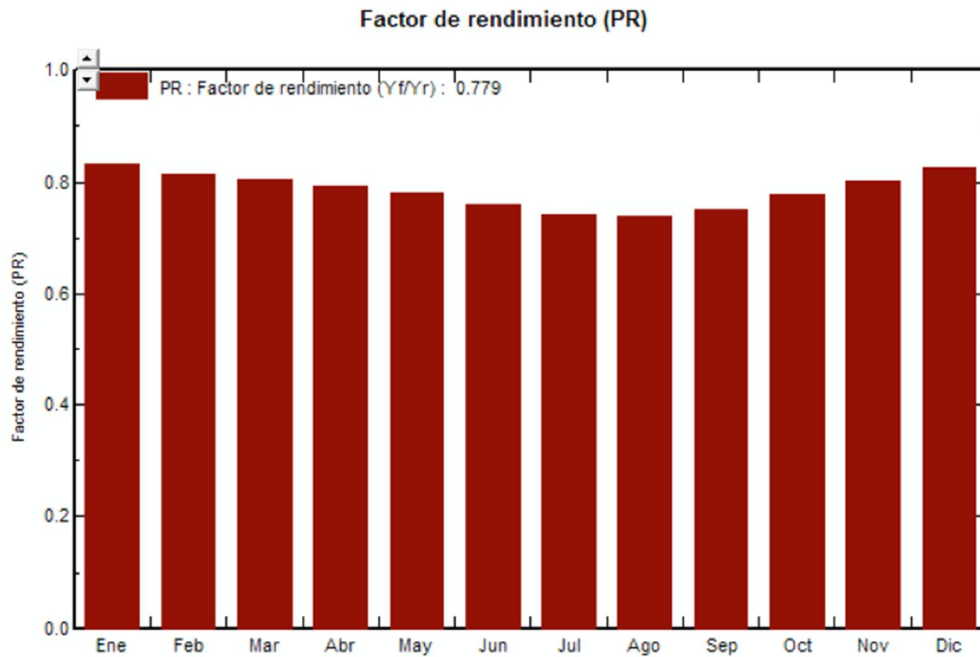


Ilustración 45. Performance Ratio. Silicio Policristalino.

PR = 0,798

Una vez conocido el PR podemos sacar la energía generada:

ENERGIA GENERADA				
MES	Gdm (α, β) (Kwh)	PR	Eg (Kwh/dia)	Eg(Kwh/mes)
ENERO	4.39	0.82	13.31	412.61
FEBRERO	5.13	0.8	15.18	425.04
MARZO	5.84	0.795	17.17	532.27
ABRIL	6.34	0.79	18.53	555.9
MAYO	6.51	0.785	18.91	586.21
JUNIO	7	0.78	20.20	606
JULIO	7.25	0.775	20.78	623.7
AGOSTO	6.96	0.77	19.82	614.7
SEPTIEMBRE	6.19	0.78	17.86	535.93
OCTUBRE	5.41	0.79	15.81	490.21
NOVIEMBRE	4.54	0.805	13.52	405.6



DICIEMBRE	4.36	0.82	13.22	409.82
TOTAL	69.92	0.798	204.31	6197.99







Tabla 13. Energía generada. Silicio Policristalino.

La energía total generadas al cabo de un año es de **6,19799 Mwh.**




4.1.3.- Silicio amorfo

4.1.3.1- Distribución de inversores. String

Al igual que antes, procederemos al cálculo de la configuración inversor – string óptima:

Generadores FV				
Nombre	Fabricante/módulo FV		Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	Schott 173Wp*	 	8 módulos FV 1,38 kWp	  -36°  35°
				

Inversores

Tipo	1. Generador FV 1	2.	3.	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA	
<div><div></div><div>1 x SB 1300TL-10 (06/13 -) Tenga en cuenta el número de conexiones.</div></div> <div></div>	8 / 8 A: 2 x 4			1,00	1,30 kW	

Indicaciones y soluciones (1 indicación)

Detalles

Potencia pico: 1,38 kWp

Ratio de potencia nominal: 101 %

Factor de aprovecham. de energía: 100 %

Rendimiento

Ratio de potencia nominal: 101 %

120 %

92 %

Eficiencia del inversor: 92,4 %

90 %

100 %

Rendimiento energético anual (aproximado):

2.112,00 kWh

Rendimiento energético especial (aproximado):




1526 kWh/kWp

Coeficiente de rendimiento (aproximado):

81,9 %

Pérdidas de línea (% de la energía):

Compatible con FV/inversor

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B	Entrada C
Potencia de CC máx.	1,40 kW	1,38 kWp		
Tensión de CC mín.	100 V	302 V		
Tensión FV normal		<div> 317 V</div>		
Tensión de CC máx. (Inversor)	600 V	<div> 468 V</div>		
Corriente de CC máx. (A)	12,0 A	<div> 4,2 A</div>		

Añadir inversor

Añadir Sunny Home Manager

Ilustración 46. Distribución Inversores. Silicio Amorfo.

En este caso, la configuración óptima ha sido la de un inversor SB1300TL-10 con dos string en paralelo de 4 módulos en serie.



4.1.3.2 Comprobación analítica.

Debido a que el efecto de la temperatura tiene un impacto directo en el valor de la tensión e intensidad de los módulos, a continuación lo que haremos será verificar que aun teniendo en cuenta este factor, la tensión e intensidad a la entrada del inversor estará comprendida en los límites que vienen establecidos en las tablas de características de los propios inversores.

Como podemos ver en el ANEXO VI en el cual están las tablas de características del inversor SB1300TL-10 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 600 (V), mientras que el rango de tensión del MPP con una tensión de red de 230(V) es de 125(V) – 480 (V), por otro lado la corriente máxima de entrada por string es de 2,46 (A).

Con estos datos, ya estamos en disposición de calcular las pérdidas experimentadas por temperatura.

Para ello, lo primero que tenemos que hacer es calcular la temperatura de trabajo de la célula en las condiciones mas desfavorables en las que va a trabajar, esto es, en el día mas caluroso de verano y en el mas frio de invierno. Estas temperaturas, según AEMET en el año 2013 se registraron en 1º en invierno y 39º en verano. Por lo tanto:

La ecuación para saber la temperatura de las células en unas condiciones determinadas es la siguiente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G$$

Donde:

$T_a \rightarrow$ Temperatura ambiente

$NOCT \rightarrow$ Temperatura de operación nominal de la célula.

$G \rightarrow$ Irradiación en las condiciones de operación. Se suele considerar en verano 1000 W/m² y en invierno 100 W/m².

- Verano:



$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 39 + \frac{46 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 1 = 71,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- Invierno:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 1 + \frac{46 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 0,1 = 4,25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Ahora, si de los catálogos de los módulos fotovoltaicos vemos como se ve afectada la tensión y la intensidad por efecto de la variación de la temperatura tendríamos lo siguiente:

Variación con Voc → -0.20 %/°C

Variación con Isc → 2 mA/°C

Lo único que nos quedaría es ver como se ven afectados estos factores, y dado que Voc e Isc están medidos en condiciones estándar, a las temperaturas arriba indicadas tendríamos que restarle 25°C y quedaría de la siguiente forma:

Parámetros	Cond.Estándar	Invierno	Verano
Voc(v)	111	106,39	<u>100,67</u>
Isc(A)	2,46	<u>2,5015</u>	2,553

Como las tensiones e intensidades nominales del punto de máxima potencia son menores que las indicadas, habrá que tenerlas en cuenta a la hora de calcular el valor inferior del rango de tensión. Para ello se calcularan a partir de la relación que tienen cada una de las magnitudes en el punto de máxima potencia con su máximo.

Para la corriente se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; y para la tensión se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima, y la tensión del punto de máxima potencia. Por lo tanto:



$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{2,08}{2,46} = 0,845$$

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{83}{111} = 0,747$$

Por lo tanto, para los valores mínimos calculados anteriormente se le aplicaran estos factores y así poder saber cuanto es lo que realmente disminuye la tensión e intensidad en el punto de funcionamiento.

Parámetros	Cond.Estándar	Invierno	Verano
Voc(v)	111	106,39	<u>75,2</u>
Isc(A)	2,46	<u>2,113</u>	2,553

- Valores mínimos:

La tensión mínima del sistema sería de $75,2 \cdot 4 = 300,08$ (V) mientras que la intensidad mínima que tendríamos en este caso sería la de 2 string, es decir 4,226 (A).

- Valores máximos

La tensión máxima será $4 \cdot 106,39 = 425,56$ (V) mientras que la intensidad, como tenemos 2 string, será de 5,106(A).

Ante los resultados expuestos, podemos afirmar que los valores calculados por el efecto de la temperatura sobre las células están dentro de los rangos permitidos incluidos en las hojas de características de los inversores. Por lo tanto, podemos decir que el diseño del software es VALIDO.

4.1.3.3.- Dimensionado del cableado

Ahora procederemos al calculo del cableado de la instalación.

Para ello debemos saber las distancias correspondientes de los módulos a los inversores (Cableado DC) y las distancias de los inversores al punto de entrega de la energía (Cableado AC).



Para este caso en particular, las distancias más desfavorables tanto de continua como de alterna son las siguientes:

- Cableado DC más desfavorable: 30 metros.
- Cableado AC más desfavorable: 28 metros.

4.1.3.3.1.- Cableado CC

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

$$K_{\text{TEMPERATURA}} = 0,82.$$

- Factor de corrección por agrupamiento de circuitos sobre bandeja:

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,8.$$



$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 0,8 = 0,656$$

La intensidad es la correspondiente a 2 string, $I = 2,46 \cdot 2 = 4,92$ (A). Por lo tanto:

$$I_{\text{TABLAS}} = \frac{I}{Kt} = \frac{4,92}{0,656} = 7,5 \text{ (A)}$$

Ahora nos vamos a las tabla A52-1BIS y vemos que el conductor que admite una intensidad inmediatamente superior a la dada en nuestro sistema es el de **1.5mm²**, que admite hasta 20 (A).

2º.- Criterio de cálculo por caída de tensión:

A parte de la comprobación de la sección del cableado por calentamiento también hay que calcularlo por caída de tensión, puesto que las string tienen unas longitudes muy grandes que pueden provocar una reducción en la caída de tensión considerablemente alta. Por lo tanto, procederemos a su calculo y finalmente nos quedaremos con la sección que mas desfavorable nos haya salido.

Para calcular la sección por AU, utilizaremos la siguiente formula:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U}$$

Siendo ρ la resistividad del cobre a 70°C, temperatura máxima correspondiente al aislamiento de PVC, y de un valor de 0.021; L será la longitud de cada string, I la intensidad que circula por la línea a diseñar y u la máxima caída de tensión permitida, que es del 1,5 % de la tensión de la línea según el IDAE.

Se dimensionara el cable para la string más desfavorable, que será la de mayor longitud desde el cuadro de protecciones de continua, y que tiene una longitud de 30 m, una tensión de $111 \cdot 4 = 444$ V y una intensidad de 4.92 A.



$$S = \frac{2 \cdot 0,021 \cdot 30 \cdot 4.92}{1,5\% \text{ de } 444} = 0.93 \text{ mm}^2$$

La sección seguiría siendo la de 1,5mm² y la intensidad admisible será $20 \cdot 0,656 = 13.12$ (A).

4.1.3.3.2.- Cableado AC

Para el cableado de corriente alterna, el procedimiento de cálculo será igual que antes, solo que ahora, la intensidad será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\gamma)} = \frac{1300}{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 0,9} = 4.44 \text{ (A)}$$

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

- Factor de corrección por agrupamiento de cables 0,6/1Kv:

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 1$$

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 1 = 0,82$$

Finalmente:



$$I' = 4.44 / 0.82 = 5.41 \text{ (A)}$$

Si miramos la sección inmediatamente superior:

**TABLA A.1 (UNE 211435):
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1)
ALUMINIO			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
COBRE			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Vemos que el conductor debería ser de **25 mm²**.

2º.- Criterio por caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,021 \cdot 28 \cdot 3.64}{2\% \text{ de } 230} = 0.658 \text{ mm}^2$$

Cercioramos que la sección será de **25mm²**.

4.1.3.3.3.- Cableado de protección

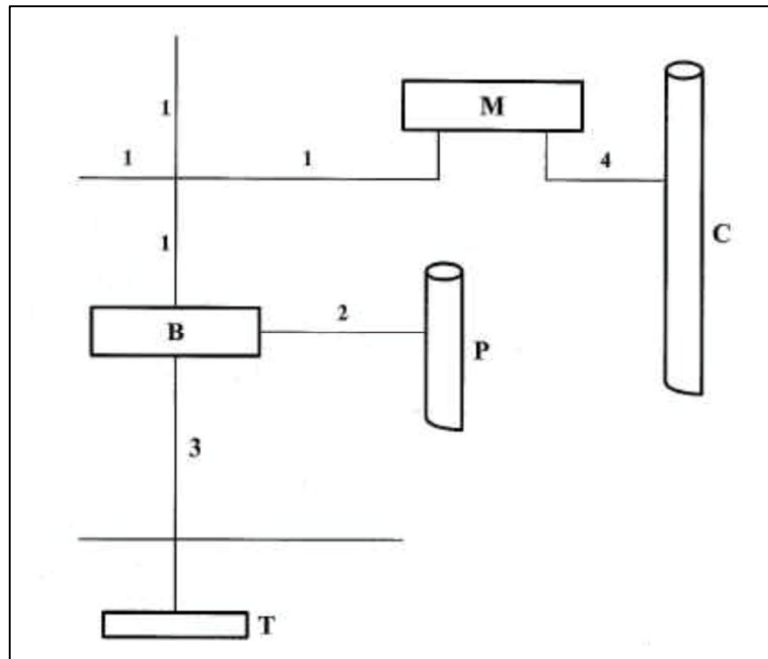
Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial



peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra", la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenara la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizara la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constara de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizara el conductor de tierra que posee la nave.
- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger. Se utilizara el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

También tenemos que tener en cuenta la relación entre los conductores de protección y los de fase.



Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Por tanto, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, las secciones en los conductores de protección quedaran de la siguiente forma:

Para los conductores de corriente continua la sección sería la misma, es decir 1.5 mm², al igual que para los de corriente alterna, que sería de 25 mm².

4.1.3.4.- Protecciones

4.1.3.4.1.- Protecciones CC

Como toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna, aunque el objetivo general será el mismo, mantener la instalación en un funcionamiento normal sin perjuicios provocadas a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos.

La parte de corriente continua de la instalación estará protegida por diversos elementos. Contra contactos indirectos que puedan ser peligrosos se instala una toma de tierra que conecta todas las partes metálicas de la instalación para el caso de que se produzcan derivaciones. Además el inversor lleva controladores permanentes de aislamiento, que aunque no desconectan la instalación en caso de fallo sí que lo indican.



Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC del tipo II	○
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

El descargador de sobretensión de CC de tipo II es opcional incluirlo en el inversor, pero en este caso se incluirá evitando tener que incluirlo externamente al inversor.

Por tanto, las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los magnetotérmicos instalados en el tejado en cajas individuales para la desconexión de cada string por separado y los fusibles que se encontraran en la sala de inversores para protección de cada string.

- Magnetotérmicos:

Tendremos uno por cada patilla del inversor. En nuestro caso, como no hay mas de 1 string en paralelo, será el mismo magnetotermico el que pondremos en las dos patillas:

Para el diseño de los magnetotermicos se debe cumplir siempre que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica, I_n la intensidad nominal del magnetotermico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable.

$$4.92 \text{ (A)} \leq \mathbf{10 \text{ (A)}} \leq 13.12 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 10 (A).

- Fusibles:

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero



también se debe cumplir que $1.6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$ siendo I_n , la intensidad nominal del fusible.

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 10 = \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 13.12 = \mathbf{19.024 \text{ (A)}}$$

Fusible de 10 (A).

4.1.3.4.2.- Protecciones AC

Para el lado de Alterna sería igual, solo que la intensidad que consideraremos será la correspondiente a la del inversor:

- Magnetotermico:

$$3.64 \text{ (A)} \leq \mathbf{10 \text{ (A)}} \leq 86.1 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 10 (A).

- Fusible:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 10 = \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 86.1 = \mathbf{124.84 \text{ (A)}}$$

Fusible de 10 (A).

4.1.3.5.- Producción anual esperada

4.1.3.5.1.- Performance ratio

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida



a la red eléctrica.

El performance ratio es un indicador (o factor de rendimiento) de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico. Se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independiente de la radiación que reciben.

En resumen es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Pérdidas por dispersión de potencia.
- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.
- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por degradación fotonica.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral
- Pérdidas en el inversor.
- Pérdidas en el cableado.

A continuación podemos ver el impacto que tiene sobre la energía generada por el sistema:

$$E_g = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} [Kwh/dia]$$

Donde:

- E_g = Energía generada.
- G_{dm} = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kwh/m^2 . Día), siendo α el azimut de la instalación, y β la inclinación de los paneles.
- P_{mp} = Potencia pico del generador.



- PR: Performance ratio
- G_{cm} : Constante de irradiación que tiene un valor de 1 (Kw/m²)

Finalmente podemos definir Performance Ratio (PR) como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red (EAC) y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \cdot P_{nom,G}}$$

Este se puede estimar analíticamente, o mediante algún software en el que se haga estimación de las pérdidas en función de la potencia instalada.

En nuestro caso, como no podemos saber la energía que entregaría el sistema a la red lo que hemos hecho para calcular el performance ratio es apoyarnos en el software informativo "PVSYST" y modelar una instalación de las mismas características que la nuestra. De modo que los resultados obtenidos han sido los siguientes:



Nueva variante de simulación
Pérdidas Detalladas del Sistema

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	7.68	1.458	1.060	131.3	10.96
Febrero	8.11	1.539	1.329	140.5	11.35
Marzo	10.79	2.048	1.987	188.6	14.77
Abril	11.26	2.136	2.116	198.5	15.64
Mayo	12.31	2.335	2.329	216.9	17.44
Junio	11.99	2.273	2.305	210.7	16.91
Julio	12.74	2.415	2.618	222.4	17.74
Agosto	11.80	2.237	2.406	205.4	16.45
Septiembre	10.61	2.011	2.109	184.0	14.64
Octubre	9.48	1.799	1.722	163.7	13.15
Noviembre	6.71	1.273	0.959	114.9	10.10
Diciembre	7.01	1.331	0.966	119.3	10.23
Año	120.49	22.853	21.905	2096.0	169.38

Los parámetros establecidos en la imagen son:

- Pérdida por calidad del módulo.
- Pérdida mismatch campo del módulo
- Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del generador en MPP
- Pérdidas globales en inversor.

El conjunto de todas estas pérdidas, como bien comentábamos anteriormente, nos lleva a un performance ratio final de:

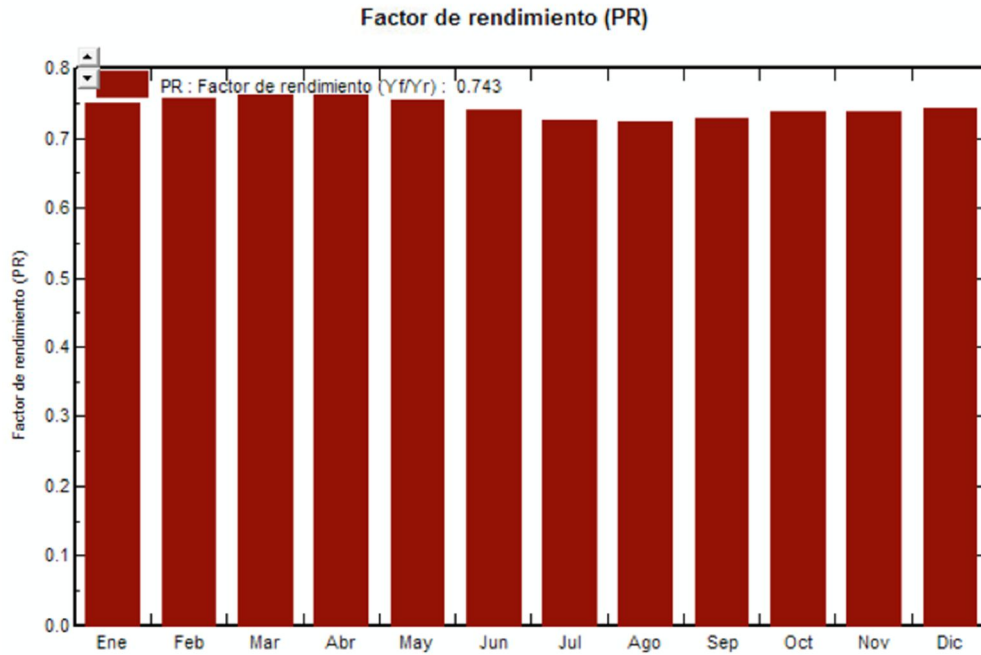


Ilustración 47. Performance Ratio. Silicio Amorfo.

PR = 0,743

Una vez conocido el PR podemos sacar la energía generada:

ENERGIA GENERADA				
MES	Gdm (Kwh)	(α, β)	PR	Eg (Kwh/dia) Eg(Kwh/mes)
ENERO	4.39		0.75	4.6 142.89
FEBRERO	5.13		0.75	5.38 150.82
MARZO	5.84		0.75	6.132 190.1
ABRIL	6.34		0.75	6.66 199.97
MAYO	6.51		0.75	6.83 211.9
JUNIO	7		0.74	7.25 217.56
JULIO	7.25		0.73	7.4 229.7
AGOSTO	6.96		0.72	7.01 217.5
SEPTIEMBRE	6.19		0.73	6.32 189.8
OCTUBRE	5.41		0.735	5.56 172.57
NOVIEMBRE	4.54		0.74	4.7 141.1



DICIEMBRE	4.36	0.75	4.6	141.92
TOTAL	69.92	0.743	72.442	2205.87

Tabla 14. Energía generada. Silicio Amorfo.

La energía total generada con esta tecnología es de **2.20587 Mwh**.

4.1.4.- Teluro de Cadmio

4.1.4.1- Distribución de inversores. String

Al igual que antes, procederemos al cálculo de la configuración inversor – string óptima:

Generadores FV

Nombre	Fabricante/módulo FV	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	First Solar 90Wp*	39 módulos FV 3,51 kWp	-36° 35°

Añadir un generador

Inversores

Tipo	1. Generador FV 1	2.	3.	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA
1 x SB 3000TL-21 Tenga en cuenta el número de conexiones.	39 / 39 A: 4 x 8 B: 1 x 7			1,00	3,00 kW

Indicaciones y soluciones (1 indicación)

Detalles

Potencia pico: 3,51 kWp
Ratio de potencia nominal: 91 %
Factor de aprovecham. de energía: 99,6 %

Rendimiento

Ratio de potencia nominal: 91 %
Eficiencia del inversor: 96,4 %
Rendimiento energético anual (aproximado): 5.532,60 kWh
Rendimiento energético especial (aproximado): 1576 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento (aproximado): 84,7 %
Pérdidas de línea (% de la energía): --- %

Compatible con FV/inversor

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B	Entrada C
Potencia de CC máx.	3,20 kW	2,88 kWp	630,00 Wp	
Tensión de CC mín.	125 V	349 V	306 V	
Tensión FV normal		372 V	325 V	
Tensión de CC máx. (Inversor)	750 V	520 V	455 V	
Corriente de CC máx. (A/B)	15,0/15,0 A	7,3 A	1,8 A	

Añadir inversor

Añadir Sunny Home Manager

Ilustración 48. Distribución Inversores. Teluro de Cadmio.

En este caso, la configuración óptima de los inversores – string ha sido de un inversor SB3000TL-21 con 4 string en paralelo de 8 módulos en la patilla A del



inversor y 1 string con 7 módulos en serie en la patilla B.

4.1.4.2.- Comprobación analítica.

Debido a que el efecto de la temperatura tiene un impacto directo en el valor de la tensión e intensidad de los módulos, a continuación lo que haremos será verificar que aun teniendo en cuenta este factor, la tensión e intensidad a la entrada del inversor estará comprendida en los límites que vienen establecidos en las tablas de características de los propios inversores.

Como podemos ver en el ANEXO VI en el cual están las tablas de características del inversor SB3000 TL-21 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 750 (V), mientras que el rango de tensión del MPP con una tensión de red de 230(V) es de 175 (V) – 500 (V), por otro lado la corriente máxima de entrada por string es de 2.06 (A).

Con estos datos, ya estamos en disposición de calcular las pérdidas experimentadas por temperatura.

Para ello, lo primero que tenemos que hacer es calcular la temperatura de trabajo de la célula en las condiciones más desfavorables en las que va a trabajar, esto es, en el día mas caluroso de verano y en el mas frio de invierno. Estas temperaturas, según AEMET en el año 2013 se registraron en 1° en invierno y 39° en verano. Por lo tanto:

La ecuación para saber la temperatura de las células en unas condiciones determinadas es la siguiente:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G$$

Donde:



$T_a \rightarrow$ Temperatura ambiente

$NOCT \rightarrow$ Temperatura de operación nominal de la célula.

$G \rightarrow$ Irradiación en las condiciones de operación. Se suele considerar en verano 1000 W/m^2 y en invierno 100 W/m^2 .

- Verano:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 39 + \frac{45 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 1 = 70.25 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Invierno:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \text{ W/m}^2} * G = 1 + \frac{45 - 20}{0,8 \frac{KW}{m^2}} * 0,1 = 4.13 \text{ }^\circ\text{C}$$

Ahora, si de los catálogos de los módulos fotovoltaicos vemos como se ve afectada la tensión y la intensidad por efecto de la variación de la temperatura tendríamos lo siguiente:

Variación con $V_{oc} \rightarrow -0.27 \text{ }^\circ\text{C}$

Variación con $I_{sc} \rightarrow 0.04\% / ^\circ\text{C}$

Lo único que nos quedaría es ver como se ven afectados estos factores, y dado que V_{oc} e I_{sc} están medidos en condiciones estándar, a las temperaturas arriba indicadas tendríamos que restarle 25°C y quedaría de la siguiente forma:

Parámetro	Cond. Estándar	Invierno	Verano
$V_{oc} \text{ (V)}$	60.5	57.09	<u>53.1</u>
$I_{sc} \text{ (A)}$	2.06	<u>2.077</u>	2.097



Como las tensiones e intensidades nominales del punto de máxima potencia son menores que las indicadas, habrá que tenerlas en cuenta a la hora de calcular el valor inferior del rango de tensión. Para ello se calcularán a partir de la relación que tienen cada una de las magnitudes en el punto de máxima potencia con su máximo.

Para la corriente se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; y para la tensión se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima, y la tensión del punto de máxima potencia. Por lo tanto:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{1.9}{2.06} = 0.922$$

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{47.4}{60.5} = 0.783$$

Por lo tanto, para los valores mínimos calculados anteriormente se le aplicarán estos factores y así poder saber cuánto es lo que realmente disminuye la tensión e intensidad en el punto de funcionamiento.

Parámetro	Cond. Estándar	Invierno	Verano
Voc (V)	60.5	57.09	<u>41.57</u>
Isc (A)	2.06	<u>1.914</u>	2.097

- Valores mínimos:

La tensión mínima para este inversor será de $41.57 \cdot 7 = 291$ (V) mientras que la intensidad es de 1.914 (A).

- Valores máximos



La tensión máxima para este inversor será de $57.09 \cdot 8 = 456.08$ (V) mientras que la intensidad es de $2.06 \cdot 4 = 8.24$ (A).

Ante los resultados expuestos, podemos afirmar que los valores calculados por el efecto de la temperatura sobre las células están dentro de los rangos permitidos incluidos en las hojas de características de los inversores. Por lo tanto, podemos decir que el diseño del software es VALIDO.

4.1.4.3.- Dimensionado del cableado

Ahora procederemos al cálculo del cableado de la instalación.

Para ello debemos saber las distancias correspondientes de los módulos a los inversores (Cableado DC) y las distancias de los inversores al punto de entrega de la energía (Cableado AC).

Para este caso en particular, las distancias más desfavorables tanto de continua como de alterna son las siguientes:

- Cableado DC más desfavorable: 50 metros.
- Cableado AC más desfavorable: 28 metros.

4.1.4.3.1.- Cableado CC

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:

Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:												
Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57	
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78	



$$K_{\text{TEMPERATURA}}=0,82.$$

- Factor de corrección por agrupamiento de circuitos sobre bandeja:

TABLA A. 52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,7.$$

$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 0,7 = 0,574$$

La intensidad es la correspondiente a 4 string, $I = 2.04 \cdot 4 = 8.16$ (A). Por lo tanto:

$$I_{\text{TABLAS}} = \frac{I}{K_t} = \frac{8.16}{0,574} = 14.21 \text{ (A)}$$

Ahora nos vamos a las tabla A52-1BIS y vemos que el conductor que admite una intensidad inmediatamente superior a la dada en nuestro sistema es el de **1.5mm²**, que admite hasta 20 (A).

2º.- Criterio de cálculo por caída de tensión:

A parte de la comprobación de la sección del cableado por calentamiento también hay que calcularlo por caída de tensión, puesto que las string tienen unas longitudes muy grandes que pueden provocar una reducción en la caída de tensión considerablemente alta. Por lo tanto, procederemos a su cálculo y finalmente nos quedaremos con la sección que más desfavorable nos haya salido.



Para calcular la sección por AU, utilizaremos la siguiente formula:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U}$$

Siendo ρ la resistividad del cobre a 70°C, temperatura máxima correspondiente al aislamiento de PVC, y de un valor de 0.021; L será la longitud de cada string, I la intensidad que circula por la línea a diseñar y u la máxima caída de tensión permitida, que es del 1,5 % de la tensión de la línea según el IDAE.

Se dimensionara el cable para la string más desfavorable, que será la de mayor longitud desde el cuadro de protecciones de continua, y que tiene una longitud de 50 m, una tensión de $61 \cdot 8 = 488$ V y una intensidad de 8.16 A.

$$S = \frac{2 \cdot 0,021 \cdot 50 \cdot 8.16}{1,5\% \text{ de } 488} = 2.34 \text{ mm}^2$$

Como elegimos la sección más grande, finalmente nos quedaremos con esta última, cuya valor tabulado inmediatamente superior es de **4mm²** el cual admite una intensidad de $36 \cdot 0,574 = 20.66$ (A) > 8.16(A).

4.1.4.3.2.- Cableado AC

Para el cableado de corriente alterna, el procedimiento de cálculo será igual que antes, solo que ahora, la intensidad será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{2} \cdot V \cdot \cos(\gamma)} = \frac{3000}{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 0,9} = 10.24 \text{ (A)}$$

1º Criterio de cálculo por calentamiento:

- Factores de corrección:



Factor de corrección por temperatura:

TABLA 52-D1:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

- Factor de corrección por agrupamiento de cables 0,6/1Kv:

$$K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 1$$




$$K_{\text{TOTAL}} = K_{\text{TEMPERATURA}} \cdot K_{\text{AGRUPAMIENTO}} = 0,82 \cdot 1 = 0,82$$

Finalmente:

$$I' = 10,24 \cdot 0,82 = 8,4 \text{ (A)}$$

Si miramos la sección inmediatamente superior:

TABLA A.1 (UNE 211435):
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
ALUMINIO			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
COBRE			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540



Vemos que el conductor debería ser de **25 mm²**.

2º.- Criterio por caída de tensión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,021 \cdot 28 \cdot 10.24}{2\% \text{ de } 230} = 1.859 \text{ mm}^2$$

Cercioramos que la sección será de **25mm²**.

4.1.4.3.3.- Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

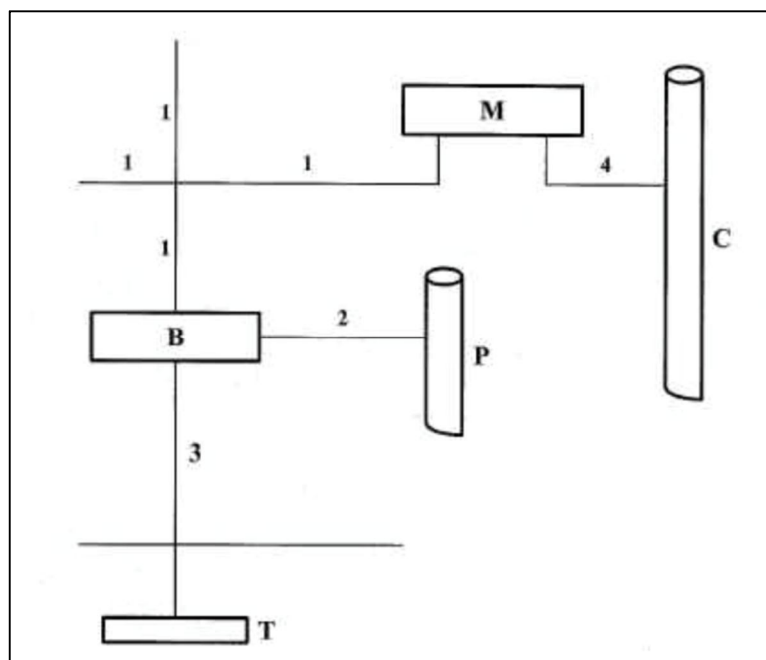
Según la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra", la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenara la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizara la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constara de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.
- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se



utilizara el conductor de tierra que posee la nave.

- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger. Se utilizara el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.
- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.



T Toma de tierra.

También tenemos que tener en cuenta la relación entre los conductores de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Por tanto, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, las secciones en los conductores de protección quedaran de la siguiente forma:

Para los conductores de corriente continua la sección sería la misma, es decir 4 mm², al igual que para los de corriente alterna, que sería de 25 mm².

4.1.4.4.- Protecciones

4.1.4.4.1.- Protecciones CC

Como toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna, aunque el objetivo general será el mismo, mantener la instalación en un funcionamiento normal sin perjuicios provocadas a causa de Agentes externos, o accidentes fortuitos.

La parte de corriente continua de la instalación estará protegida por diversos elementos. Contra contactos indirectos que puedan ser peligrosos se instala una



toma de tierra que conecta todas las partes metálicas de la instalación para el caso de que se produzcan derivaciones. Además el inversor lleva controladores permanentes de aislamiento, que aunque no desconectan la instalación en caso de fallo sí que lo indican.

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC del tipo II	○
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

El descargador de sobretensión de CC de tipo II es opcional incluirlo en el inversor, pero en este caso se incluirá evitando tener que incluirlo externamente al inversor.

Por tanto, las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los magnetotérmicos instalados en el tejado en cajas individuales para la desconexión de cada string por separado y los fusibles que se encontraran en la sala de inversores para protección de cada string.

- Magnetotérmicos:

Tendremos uno por cada patilla del inversor. En nuestro caso, como no hay mas de 1 string en paralelo, será el mismo magnetotermico el que pondremos en las dos patillas:

Para el diseño de los magnetotermicos se debe cumplir siempre que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica, I_n la intensidad nominal del magnetotermico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable.



$$14.21 \text{ (A)} \leq \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 20.66 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 16 (A).

- Fusibles:

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$ siendo I_n , la intensidad nominal del fusible.

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 16 = \mathbf{25.6 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 20.66 = \mathbf{29.9 \text{ (A)}}$$

Fusible de 16 (A).

4.1.4.4.2.- Protecciones AC

Para el lado de Alterna sería igual, solo que la intensidad que consideraremos será la correspondiente a la del inversor:

- Magnetotermico:

$$10.24 \text{ (A)} \leq \mathbf{16 \text{ (A)}} \leq 86.1 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 16 (A).

- Fusible:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 16 = \mathbf{25.6 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 86.1 = \mathbf{124.84 \text{ (A)}}$$

Fusible de 16 (A).

4.1.4.5.- Producción anual esperada



4.1.4.5.1.- Performance ratio

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica.

El performance ratio es un indicador (o factor de rendimiento) de las pérdidas de potencia en un sistema fotovoltaico, que se expresa como el cociente entre el rendimiento real y el teórico. Se emplea de forma generalizada en todo el mundo para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independiente de la radiación que reciben.

En resumen es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Pérdidas por dispersión de potencia.
- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.
- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por degradación fotonica.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral
- Pérdidas en el inversor.
- Pérdidas en el cableado.

A continuación podemos ver el impacto que tiene sobre la energía generada por el sistema:

$$E_g = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} [Kwh/dia]$$

Donde:



- E_g = Energía generada.
- G_{dm} = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ($Kwh/m^2 \cdot \text{Día}$), siendo α el azimut de la instalación, y β la inclinación de los paneles.
- P_{mp} = Potencia pico del generador.
- PR: Performance ratio
- G_{cm} : Constante de irradiación que tiene un valor de 1 (Kw/m^2)

Finalmente podemos definir Performance Ratio (PR) como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red (EAC) y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{STC}} \cdot P_{nom,G}}$$

Este se puede estimar analíticamente, o mediante algún software en el que se haga estimación de las pérdidas en función de la potencia instalada.

En nuestro caso, como no podemos saber la energía que entregaría el sistema a la red lo que hemos hecho para calcular el performance ratio es apoyarnos en el software informativo "PVSYST" y modelar una instalación de las mismas características que la nuestra. De modo que los resultados obtenidos han sido los siguientes:



Nueva variante de simulación Pérdidas Detalladas del Sistema					
	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	10.06	3.924	3.010	375.0	17.01
Febrero	10.57	4.123	3.615	395.0	16.78
Marzo	14.02	5.472	5.235	525.4	21.17
Abril	14.62	5.706	5.480	547.4	22.51
Mayo	16.03	6.256	5.966	599.2	25.41
Junio	15.70	6.126	5.855	585.5	24.65
Julio	16.71	6.519	6.624	623.3	25.74
Agosto	15.50	6.050	6.103	577.9	24.23
Septiembre	13.89	5.419	5.437	518.4	21.32
Octubre	12.36	4.824	4.586	461.8	19.40
Noviembre	8.78	3.425	2.656	326.4	16.14
Diciembre	9.17	3.579	2.768	342.0	16.34
Año	157.41	61.425	57.335	5877.2	250.68

Los parámetros establecidos en la imagen son:

- Pérdida por calidad del módulo.
- Pérdida mismatch campo del módulo
- Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del generador en MPP
- Pérdidas globales en inversor.

El conjunto de todas estas pérdidas, como bien comentábamos anteriormente, nos lleva a un performance ratio final de:

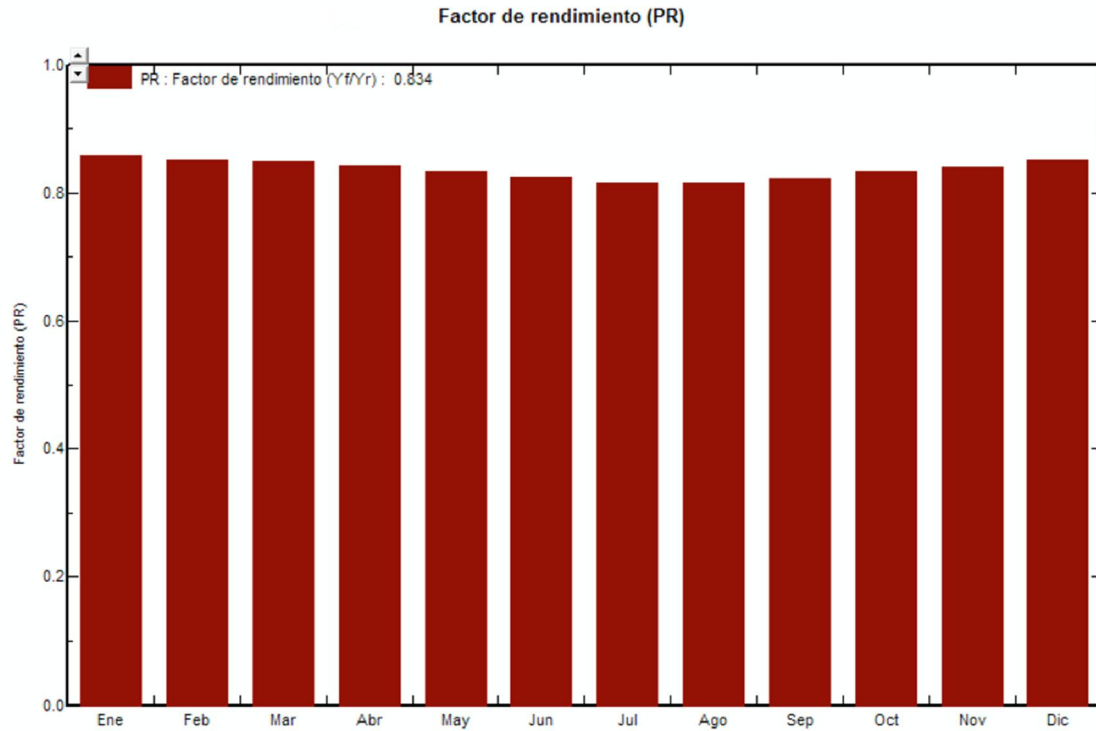


Ilustración 49. Performance Ratio. Teluro de Cadmio.

PR = 0,834

Una vez conocido el PR podemos sacar la energía generada:

ENERGIA GENERADA				
MES	Gdm (α, β) (Kwh)	PR	Eg (Kwh/dia)	Eg(Kwh/mes)
ENERO	4.39	0.84	12.94	401.24
FEBRERO	5.13	0.835	15.03	420.99
MARZO	5.84	0.83	17.01	527.42
ABRIL	6.34	0.825	18.35	550.77
MAYO	6.51	0.82	18.73	580.85
JUNIO	7	0.81	19.9	597.051
JULIO	7.25	0.8	20.35	631.1
AGOSTO	6.96	0.81	19.78	613.42
SEPTIEMBRE	6.19	0.815	17.7	531.22
OCTUBRE	5.41	0.815	15.47	479.76



NOVIEMBRE	4.54	0.82	13.06	392.01
DICIEMBRE	4.36	0.825	12.62	391.38
TOTAL	69.92	0.834	200.94	6117.221

Tabla 15. Energía generada. Teluro de Cadmio.

La energía total generada con esta tecnología es de **6.117221 Mwh.**

4.2.- Instalación aislada

4.2.1.- Estimación del consumo energético.

A continuación mostraremos los consumos que tiene la vivienda. Dado que en nuestra instalación, no se dispone de aire acondicionado y la calefacción proviene de otra fuente de energía, consideraremos que el consumo es estable a lo largo de todo el año.

CONSUMOS DIARIOS			
Dispositivo	Potencia (w)	Tiempo de uso diario (h/día)	Energía diaria (Wh)
15 x Lámparas led	5	5	375
2 x Tv + 1 x PC	75	3	675
1 x lavadora + 1 x lavavajillas	1200	2	2400
1 x frigorífico - congelador	25	24	600
1 x Secadora + 1 x microondas	920	2	1840
Otros usos	500	1	500

Tabla 16. Estimación del consumo de la vivienda.

Esto conlleva un consumo energético de 6390 Wh/día y 164.3 Kwh/mes. Por tanto, a continuación diseñaremos el sistema diferenciando según la tecnología



empleada.

4.2.2.- Datos de partida para el cálculo:

- Rendimiento del inversor = 0.9
- Radicación mes de diseño (G_{dm}): 4.36 kW/m^2 (Diciembre)
- Consumo estimado (L_{dm}): $6390 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} (\text{DC}) \rightarrow 7100 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} (\text{AC})$
- Factor de seguridad generador (F_{SG}): 1.25
- N° días autonomía batería (F_{SB}): 5
- Sistema a 24 V
- Profundidad de descarga máxima estacional ($Pd_{max} = 0.8$)

4.2.3.- Cálculos justificativos.

4.2.3.1.- Cálculos genéricos para las soluciones propuestas.

- Dimensionamiento del generador fotovoltaico:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 7,100 (\text{Kwh/día})}{4.36 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000(\text{W/m}^2)}} = 2.035 \text{ kW}_P \approx 2.1 \text{ kW}_P$$

Esta sería la potencia mínima que debe tener el sistema fotovoltaico para satisfacer las necesidades de la vivienda. Ahora, para saber el número de módulos de cada tecnología, debemos emplear la siguiente formula:

$$N_T = \frac{P_{min_gen}}{P_{modulo_fotovoltaico}}$$

Por lo tanto, si diferenciamos según el tipo de tecnología a emplear, tendremos:



- *Silicio monocristalino y policristalino:*

$$N_T = \frac{2100}{285} = 7.36 \approx 8 \text{ paneles}$$

- *Silicio amorfo:*

$$N_T = \frac{2100}{173} = 12.13 \approx 13 \text{ paneles}$$

- *Teluro de Cadmio:*

$$N_T = \frac{2100}{90} = 23.3 \approx 24 \text{ paneles}$$

Dado que el número de paneles fotovoltaicos mínimos para satisfacer las necesidades de la vivienda de la tecnología silicio amorfo es de 13, y como podemos ver en los planos de los anexos, para esta tecnología solo caben 8. Podemos concluir que esta solución no es viable desde el punto de vista técnico.

Por tanto, a continuación, seguiremos con el diseño para las otras tecnologías.

- **Dimensionamiento del acumulador (Baterías):**

Para saber la capacidad del sistema de acumulación de baterías, debemos utilizar la siguiente formula:

$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}}$$

Por lo tanto:



$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}} = \frac{7100 \frac{Wh}{día} * 5 días}{0.8 * 0.5} = 88750 Wh => 3697 Ah$$

Podemos apreciar, que aquí no habrá que diferenciar según tecnología fotovoltaica, pues la capacidad de las baterías solamente va en función de las necesidades energéticas.

Ahora, para saber el tipo de conexionado que utilizaremos en dichas baterías, emplearemos las siguientes formulas:

Consideramos para el cálculo baterías Opzs Solar power de 1070 A·h c100/1,85(V) cuyas características las podemos ver adjuntadas en los anexos.

- *Baterías en paralelo:*

$$n^{\circ}_{baterías\ en\ paralelo} = \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}}$$

$$n^{\circ}_{baterías\ en\ paralelo} = \frac{3697}{1070} = 3.45 \approx 4$$

- *Baterías en serie:*

$$n^{\circ}_{baterías\ en\ serie} = \frac{V_{bateria}}{V_{nominal,bateria}}$$

$$n^{\circ}_{baterías\ en\ serie} = \frac{24}{12} = 2$$

- *Numero de baterías totales:*



$$n^{\circ}_{\text{Baterías totales}} = \text{Numero}_{\text{paralelo_bateria}} * \text{Numero}_{\text{serie_bateria}} = \mathbf{8 \text{ baterías.}}$$

- **Dimensionamiento del regulador:**

Las formulas necesarias para el dimensionamiento del regulador las podemos ver a continuación, y son las correspondientes a los valores de intensidad a la entrada y salida más desfavorables que tendremos:

$$I_{G,MAX} (ENTRADA) = N_p * I_{sc}$$

$$I_{regulador} (SALIDA) = 1.1 * I_{sc} * N_p$$

Como podemos ver, está íntimamente relacionado con el número de módulos en paralelo y también lo estará por tanto con el número de módulos en serie.

Para el calculo de dichas conexiones, diferenciaremos según el tipo de tecnología:

- *Silicio monocristalino:*

$$N_s = \frac{24 \text{ V}}{35.4 \text{ V}} = 0.677 \approx 1 \text{ panel}$$

$$N_p = \frac{2.1 \text{ kW}}{1 * 285 \text{ W}} = 7.37 \approx 8 \text{ paneles}$$

$$P_{G,NOM} = 8 * 1 * 285 = 2280 \text{ Wp}$$

- *Silicio policristalino:*

$$N_s = \frac{24 \text{ V}}{35.8 \text{ V}} = 0.670 \approx 1 \text{ panel}$$



$$N_p = \frac{2.1 \text{ kW}}{1 * 285 \text{ W}} = 7.37 \approx 8 \text{ paneles}$$

$$P_{G,NOM} = 8 * 1 * 285 = 2280 \text{ Wp}$$

- *Teluro de Cadmio:*

$$N_s = \frac{24 \text{ V}}{49.2 \text{ V}} = 0.487 \approx 1 \text{ panel}$$

$$N_p = \frac{2.1 \text{ kW}}{1 * 90 \text{ W}} = 23.33 \approx 24 \text{ paneles}$$

$$P_{G,NOM} = 24 * 1 * 90 = 2160 \text{ Wp}$$

Ahora estamos en disposición de dimensionar el regulador:

- *Silicio monocristalino y policristalino:*

$$I_{G,MAX} = N_p \cdot I_{sc} = 8 \cdot 8.51 = 68.08 \text{ (A)}$$

$$I_{regulador} = 1.1 \cdot I_{sc} \cdot N_p = 1.1 \cdot 8.518 = 74.9 \text{ (A)}$$

Ante los resultados obtenidos, hemos considerado que la mejor opción para nuestra instalación, es la de instalar el regulador FLEXMAX 80, cuya intensidad máxima es de 80 (A).

- *Teluro de Cadmio:*

$$I_{G,MAX} = N_p \cdot I_{sc} = 24 \cdot 2.04 = 48.96 \text{ (A)}$$



$$I_{regulador} = 1.1 * I_{sc} * N_p = 1.1 \cdot 2.04 \cdot 24 = 53.85 \text{ (A)}$$

Ante los resultados obtenidos, hemos considerado que la mejor opción para nuestra instalación, es la de instalar el regulador FLEXMAX 60, cuya intensidad máxima es de 60 (A).

- **Dimensionamiento del inversor:**

Para el dimensionado del inversor, solamente nos haría falta saber la potencia del generador, pero para evitar posibles problemas normalmente se sobredimensiona un 20 %. Por tanto:

$$P_{inv} = 1,2 * P_{DC} = 1.2 * 6390 = 7668 \text{ W}$$

Para las diferentes alternativas que se barajan en este estudio, el inversor a emplear sería un Sunnypower **STP 8000TL-20**.

4.2.3.2.- Instalación eléctrica necesaria:

4.2.3.2.1.- Cableado.

Para el diseño del cableado de la instalación aislada, nos hemos apoyado en un procedimiento de cálculo diferente al anterior, pues ahora, al ser los factores de corrección muy bajos, debido al alto número de circuitos que transcurren por la misma canal, la instalación queda muy sobredimensionada.

Por tanto, un procedimiento mucho más real y exacto sería el siguiente:

Teniendo en cuenta que según UNE 20.460-5-523, la caída de tensión máxima admisible será del 3%. A través de la siguiente tabla, obtendremos la caída de tensión máxima para cada tramo:



Tramo	Caída de tensión máxima	Caída de tensión recomendada
Panales-regulador	3%	1%
Regulador-acumulador	1%	0.5%
Regulador-inversor	1%	1%
Inversor – Cuadro protección	3%	3%

Tabla 17. Caída de Tensión máxima por tramo. Instalación aislada.

La ecuación a utilizar, teniendo en cuenta estas caídas de tensión será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot U}$$

Dónde:

L: Longitud del conductor en metros

I: Intensidad que circula por el conductor

k: Constante para el cobre, 56

U: Caída de tensión admitida, en V

Por tanto, a continuación procederemos al cálculo del cableado de la instalación, separándolo en diferentes tramos:

- **Cableado módulos fotovoltaicos – Regulador:**

En este caso, la intensidad que consideraremos será la máxima de entrada al regulador:

- *Silicio monocristalino y policristalino*

$$I_{G,MAX} = N_p \cdot I_{sc} = 8 \cdot 8.51 = 68.08 \text{ (A)}$$



$$S = \frac{2 \cdot 35 \cdot 68.08}{56 \cdot 0.72} = 118.2 \text{ mm}^2$$

La sección en este tramo será de **120mm²**.

- *Teluro de Cadmio:*

$$I_{G,MAX} = N_p \cdot I_{sc} = 24 \cdot 2.04 = 48.96 \text{ (A)}$$

$$S = \frac{2 \cdot 35 \cdot 48.96}{56 \cdot 0.72} = 85 \text{ mm}^2$$

La sección en este tramo será de **95 mm²**.

- **Cableado regulador - baterías:**
- *Silicio monocristalino y policristalino:*

Ahora, en este tramo, consideraremos la intensidad de salida del regulador $I = 74.9$ (A), y un 1% de caída de tensión.

$$S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 74.9}{56 \cdot 0.24} = 55.72 \text{ mm}^2$$

La sección en este tramo será de **70 mm²**.

- *Teluro de Cadmio:*

Para esta otra tecnología, la intensidad de salida del regulador será $I = 53.85$ (A)

$$S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 53.85}{56 \cdot 0.24} = 40.1 \text{ mm}^2$$

La sección en este tramo será de **50 mm²**.



- **Cableado regulador - inversor:**

En este caso, será la misma sección para todas las tecnologías diferentes. La intensidad vendrá dada por:

$$I = \frac{P_{inv}}{V_{sistema}} = \frac{7668}{24} = 319.5 \text{ (A)}$$

Por lo tanto:

$$S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 319.5}{56 \cdot 0.24} = 237.72 \text{ mm}^2$$

La sección en este tramo será de **240 mm²**.

Como podemos observar, la sección ha salido muy grande. Esto se podría variar poniendo una tensión del sistema más elevada (Por ejemplo 48 V), pero al ser tan pequeño el tramo de sección de 240mm², económicamente nos interesa más poner ese tramo con esa sección, que aumentar el número de baterías para poner una configuración que nos dé 48 (V).

- **Inversor - Cargas:**

En este caso, como la tensión es de 230 (V) en vez de 24 (V), la intensidad será de:

$$I = \frac{P_{inv}}{V_{sistema}} = \frac{7668}{230} = 33.34 \text{ (A)}$$

Por lo tanto, la sección será:

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 33.34}{56 \cdot 6.9} = 1.72 \text{ mm}^2$$



La sección en este tramo será de **2.5 mm²**.

La normalización de las secciones ha sido tomada en referencia a la tabla A.52-1Bis del R.E.B.T.

- **Cableado de protección.**

Teniendo en cuenta las consideraciones tomadas en el apartado 4.1.1.3.3 las secciones de los cables de protección serán las siguientes:

- Silicio monocristalino y policristalino:

TRAMO	SECCION (mm ²)	SECCION DE PROTECCION (mm ²)
Módulos - regulador	120	70
Regulador - Baterías	70	35
Regulador – Inversor	240	120
Inversor – cuadro protección	2.5	2.5

Tabla 18. Cables de protección instalación aislada. Monocristalino y policristalino.

- Teluro de Cadmio:

TRAMO	SECCION (mm ²)	SECCION DE PROTECCION (mm ²)
Módulos - regulador	95	50
Regulador - Baterías	50	25
Regulador – Inversor	240	120
Inversor – cuadro protección	2.5	2.5



Tabla 19. Cables de protección instalación aislada. Teluro de Cadmio.

4.2.3.2.2.- Protecciones.

En la instalación tipo, tendremos los elementos protegidos en dos sitios, uno al final del cableado que va desde los módulos al regulador, para posibles fallos en los módulos, y otro que va a la salida del inversor, para proteger los elementos de la vivienda de posibles sobrecargas y defectos a tierra. Por tanto, diferenciaremos en protecciones de DC y AC:

- **Protecciones DC.**

En este caso, diferenciaremos en las dos posibilidades de tecnologías fotovoltaicas que se barajan:

- Silicio monocristalino y policristalino:
 - Magnetotérmicos:

Para el diseño de los magnetotermicos se debe cumplir siempre que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica, I_n la intensidad nominal del magnetotermico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable.

$$68.08 \text{ (A)} \leq \mathbf{80 \text{ (A)}} \leq 301 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 80 (A).

- Fusibles:

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero



también se debe cumplir que $1.6 \cdot I_n \leq 1.45 \cdot I_z$ siendo I_n , la intensidad nominal del fusible.

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 80 = \mathbf{128 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 301 = \mathbf{436.45 \text{ (A)}}$$

Fusible de 80 (A).

- Teluro de Cadmio:
- Magnetotérmicos:

$$48.96 \text{ (A)} \leq \mathbf{60 \text{ (A)}} \leq 259 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 60 (A).

- Fusibles:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 60 = \mathbf{96 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 259 = \mathbf{375.55 \text{ (A)}}$$

Fusible de 60 (A).

- **Protecciones AC.**

Ahora, dado que la intensidad que circula por este tramo no es dependiente de los módulos fotovoltaicos, sino del inversor, no hará falta diferenciar entre tecnologías fotovoltaicas.

- Magnetotérmicos:

$$33.34 \text{ (A)} \leq \mathbf{XX \text{ (A)}} \leq 26.5 \text{ (A)}$$

Podemos ver que esta condición no se puede cumplir y por tanto se tiene que aumentar la sección obligatoriamente para poder estar protegido. Por tanto,



volvemos a probar con 4mm².

$$33.34 \text{ (A)} \leq XX \text{ (A)} \leq 36 \text{ (A)}$$

Quedaría muy justo, por lo que finalmente pondremos 6 mm²:

$$33.34 \text{ (A)} \leq \mathbf{40 \text{ (A)}} \leq 46 \text{ (A)}$$

Magnetotermico de 40 (A).

- Fusibles:

$$1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 40 = \mathbf{64 \text{ (A)}} \leq 1.45 \cdot 46 = \mathbf{66.7 \text{ (A)}}$$

Fusible de 40 (A).



ANEXO II: CALCULOS ECONOMICOS

1.- Análisis económico para la instalación conectada a red

A continuación mostraremos los datos y cálculos económicos correspondientes a las diferentes alternativas que se barajan dentro de la conexión a red.

1.1.- Presupuesto de inversión

En este apartado mostraremos el presupuesto de inversión para cada una de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, que resultan necesarias para analizar económicamente la instalación.

- Silicio monocristalino

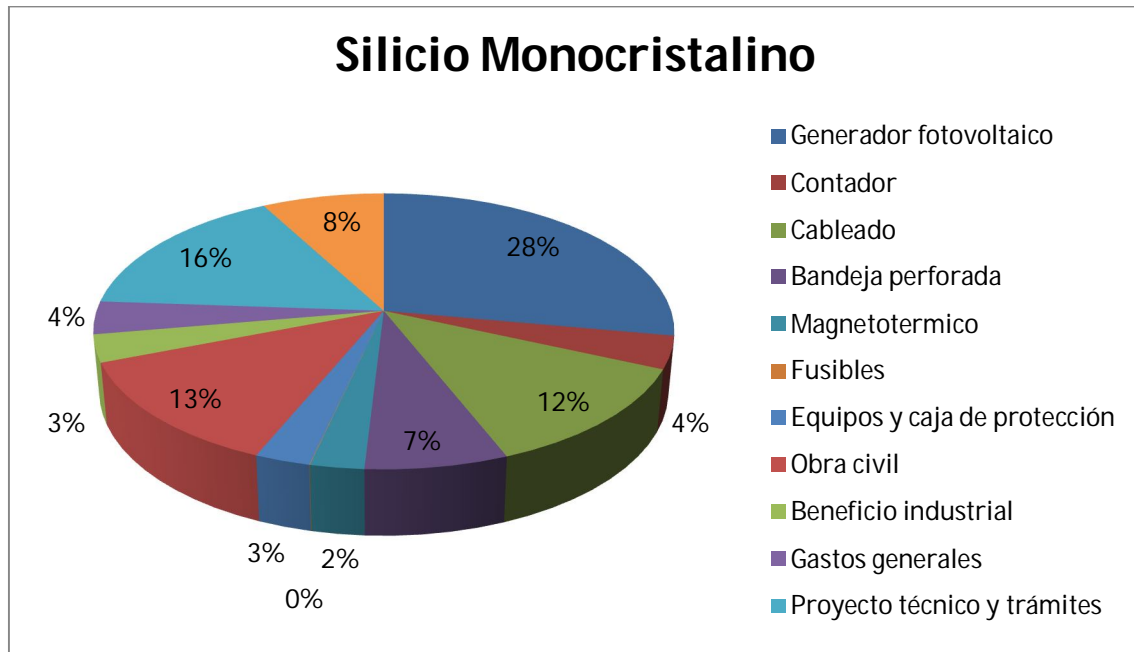
Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	13	171,00 €	2.223,00 €
Inversor STP 3600TL-21	1	4.878,31 €	4.878,31 €
Subtotal			7.101,31 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-ME / IF-TE / IF - CIT, para equipos de 1 kW hasta 100 kW y centralizadores de contadores hasta 42,5 kW.	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Cableado			
Cableado DC "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 4 mm ²	432	1,55 €	669,60 €
Cableado AC "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm ²	56	25,64 €	1.435,84 €
Cableado de protección "Cable unipolar RV-k" - 0,6/1KV - 4mm ²	200	1,55 €	310,00 €
Cableado de proteccion "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm ²	28	25,64 €	717,92 €
Subtotal			3.133,36 €
Bandeja perforada			



Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones DC, incluyendo tapa	74	14,25 €	1.054,50 €
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones AC, incluyendo tapa	50	14,25 €	712,50 €
Subtotal			1.767,00 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	161,45 €	161,45 €
Magnetotermico 20 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	505,10 €	505,10 €
Subtotal			666,55 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type AM	1	5,00 €	5,00 €
Fusible 20 (A) AC, Cylindrical type gG	1	2,50 €	2,50 €
Subtotal			7,50 €
Equipos y caja de protección			
Caja de protección salida inductor. (Equipo PCA), UNCA-40 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 40 A.	1	359,00 €	359,00 €
Equipo de protección grupo inductor- Nivel 2. "" 3 strings"" ARF2-65-125A-3S-CIL40-ST de 500 x 600 x 300. (SB 3600TL-21)	1	325,96 €	325,96 €
subtotal			684,96 €
TOTAL			16.333,0 €
Obra civil	20,00%		3.266,60 €
Beneficio industrial	5,00%		816,65 €
Gastos generales	6,00%		979,98 €
Proyecto técnico y trámites	25,00%		4.083,25 €
I.V.A.	21,00%		3.429,93 €
TOTAL			28.909,4 €

Tabla 20. Presupuesto de Inversión. Silicio Monocristalino conectado a red.

Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



- Silicio policristalino

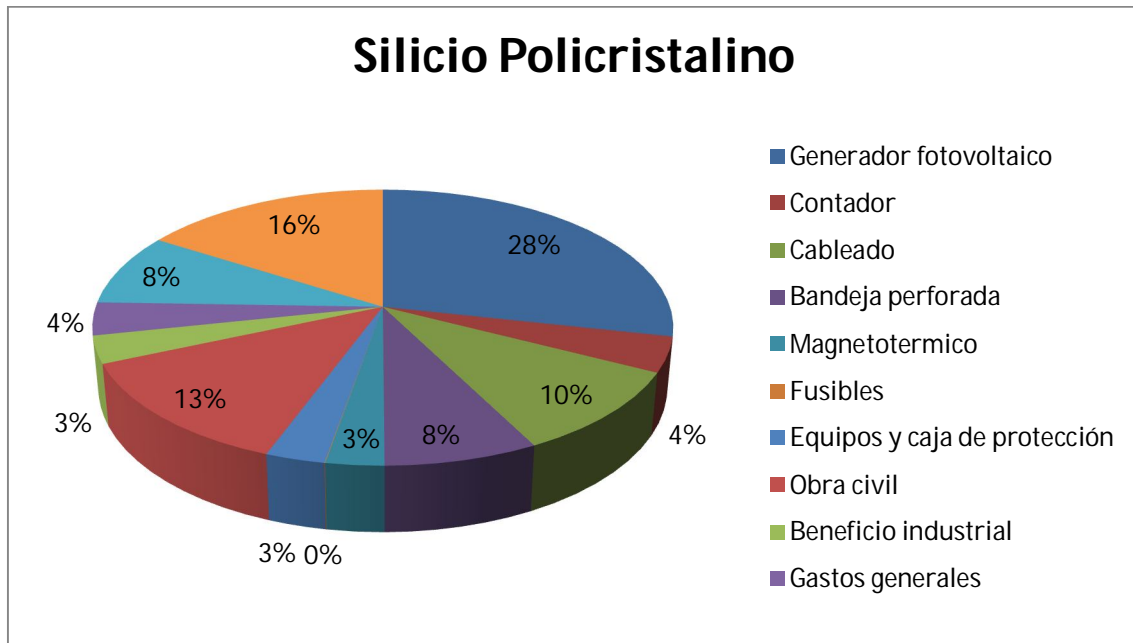
Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	13	142,50 €	1.852,50 €
Inversor STP 3600TL-21	1	4.878,31 €	4.878,31 €
Subtotal			6.730,81 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-ME / IF-TE / IF - CIT, para equipos de 1 kW hasta 100 kW y centralizadores de contadores hasta 42,5 kW.	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Cableado			
Cableado DC "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 4 mm2	390	1,55 €	604,50 €
Cableado AC "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm2	56	25,64 €	1.435,84 €
Cableado de protección "Cable unipolar RV-k" - 0,6/1KV - 4mm2	200	1,55 €	310,00 €
Cableado de proteccion "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm2	28	25,64 €	717,92 €



Subtotal			2.350,34 €
Bandeja perforada			
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones DC, incluyendo tapa	74	14,25 €	1.054,50 €
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones AC, incluyendo tapa	50	14,25 €	712,50 €
Subtotal			1.767,00 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	161,45 €	161,45 €
Magnetotermico 20 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	505,10 €	505,10 €
Subtotal			666,55 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type AM	1	5,00 €	5,00 €
Fusible 20 (A) AC, Cylindrical type gG	1	2,50 €	2,50 €
Subtotal			7,50 €
Equipos y caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-40 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 40 A.	1	359,00 €	359,00 €
Equipo de protección grupo inversor- Nivel 2. "" 3 strings"" ARF2-65-125A-3S-CIL40-ST de 500 x 600 x 300. (SB 3600TL-21)	1	325,96 €	325,96 €
Subtotal			684,96 €
TOTAL			15.179,5 €
Obra civil	20,00%		3.035,89 €
Beneficio industrial	5,00%		758,97 €
Gastos generales	6,00%		910,77 €
Proyecto técnico y trámites	25,00%		3.794,87 €
I.V.A.	21,00%		3.187,69 €
TOTAL			26.867,6 €

Tabla 21. Presupuesto de Inversión. Silicio Policristalino conectado a red.

Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



- Silicio amorfo

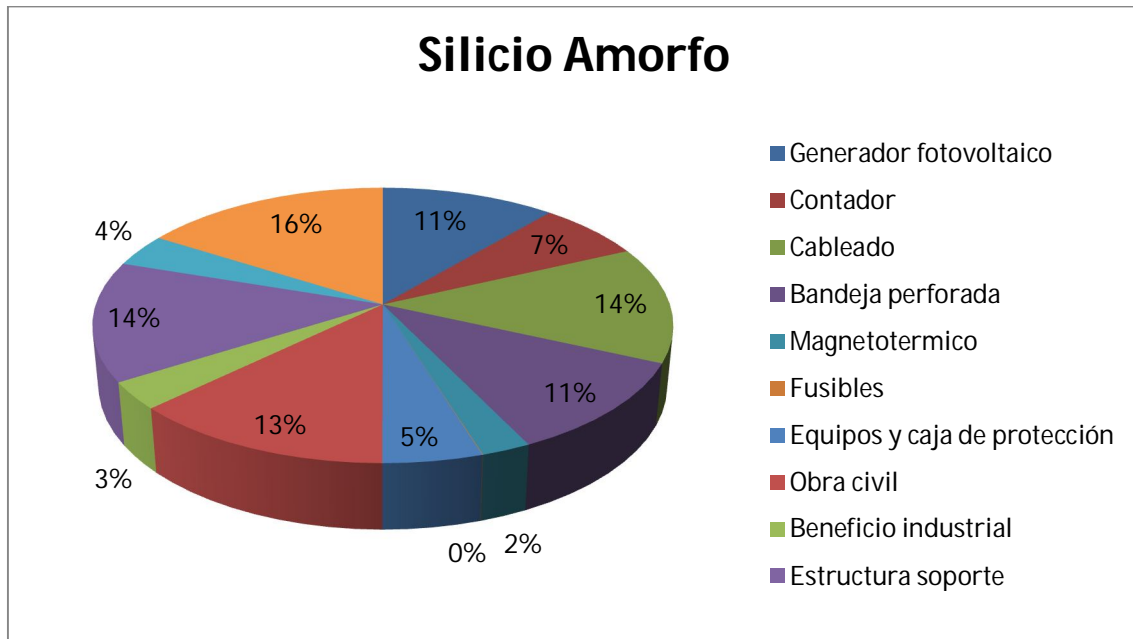
Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	8	43,25 €	346,00 €
Inversor SB 1300TL-10	1	1.248,93 €	1.248,93 €
Subtotal			1.594,93 €
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-ME / IF-TE / IF - CIT, para equipos de 1 kW hasta 100 kW y centralizadores de contadores hasta 42,5 kW.	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Cableado			
Cableado DC "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 1,5 mm2	220	1,25 €	275,00 €
Cableado AC "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm2	56	25,64 €	1.435,84 €
Cableado de protección "Cable unipolar RV-k" - 0,6/1KV - 1,5 mm2	150	1,55 €	232,50 €
Cableado de proteccion "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm2	28	25,64 €	717,92 €



Subtotal			1.943,34 €
Bandeja perforada			
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones DC, incluyendo tapa	60	14,25 €	855,00 €
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones AC, incluyendo tapa	50	14,25 €	712,50 €
Subtotal			1.567,50 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 10 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	116,38 €	116,38 €
Magnetotermico 10 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	224,17 €	224,17 €
Subtotal			340,55 €
Fusibles			
Fusible 10 (A) DC, Cylindrical type AM	1	2,75 €	2,75 €
Fusible 10 (A) AC, Cylindrical type gG	1	1,25 €	1,25 €
Subtotal			4,00 €
Equipos y caja de protección			
Caja de protección salida inductor. (Equipo PCA), UNCA-40 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 40 A.	1	359,00 €	359,00 €
Equipo de protección grupo inductor- Nivel 2. "" 3 strings"" ARF2-65-125A-3S-CIL40-ST de 500 x 600 x 300. (SB 3600TL-21)	1	325,96 €	325,96 €
Subtotal			684,96 €
TOTAL			9.107,6 €
Obra civil	20,00%		1.821,52 €
Beneficio industrial	5,00%		455,38 €
Gastos generales	6,00%		546,45 €
Proyecto técnico y trámites	25,00%		2.276,90 €
I.V.A.	21,00%		1.912,59 €
TOTAL			16.120,4 €

Tabla 22. Presupuesto de Inversión. Silicio Amorfo conectado a red.

Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



- Teluro de Cadmio

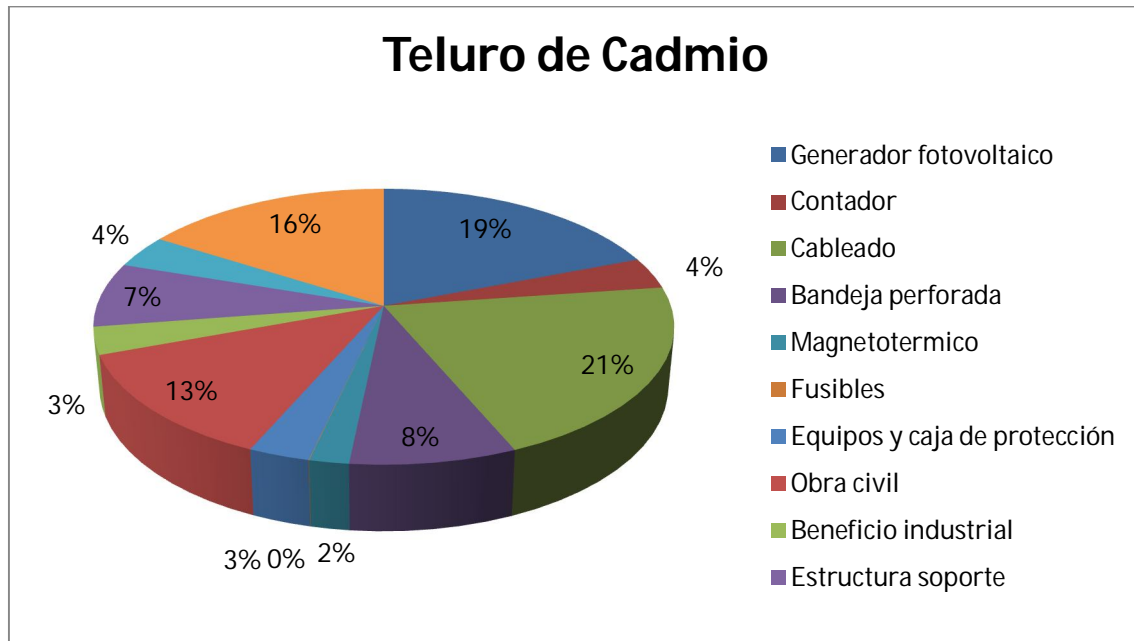
Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	39	22,50 €	877,50 €
Inversor SB 3000TL-21	1	4.187,21 €	4.187,21 €
Subtotal			5.064,71 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-ME / IF-TE / IF - CIT, para equipos de 1 kW hasta 100 kW y centralizadores de contadores hasta 42,5 kW.	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Cableado			
Cableado DC "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 4 mm ²	1630	1,55 €	2.526,50 €
Cableado AC "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm ²	56	25,64 €	1.435,84 €
Cableado de protección "Cable unipolar RV-k" - 0,6/1KV - 4 mm ²	1000	1,55 €	1.550,00 €
Cableado de protección "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 25 mm ²	28	25,64 €	717,92 €
Subtotal			5.512,34 €



Bandeja perforada			
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones DC, incluyendo tapa	100	14,25 €	1.425,00 €
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones AC, incluyendo tapa	50	14,25 €	712,50 €
Subtotal			2.137,50 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	161,45 €	161,45 €
Magnetotermico 16 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	345,67 €	345,67 €
Subtotal			507,12 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type AM	1	5,00 €	5,00 €
Fusible 16 (A) AC, Cylindrical type gG	1	2,00 €	2,00 €
Subtotal			7,00 €
Equipos y caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-40 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 40 A.	1	359,00 €	359,00 €
Equipo de protección grupo inversor- Nivel 2. "" 5 strings"" ARF2-65-200A-5S-CIL40-ST de 500 x 600 x 300. (SB 3600TL-21)	1	428,93 €	428,93 €
Subtotal			787,93 €
TOTAL			16.988,9 €
Obra civil	20,00%		3.397,78 €
Beneficio industrial	5,00%		849,45 €
Gastos generales	6,00%		1.019,33 €
Proyecto técnico y trámites	25,00%		4.247,23 €
I.V.A.	21,00%		3.567,67 €
TOTAL			30.070,4 €

Tabla 23. Presupuesto de Inversión. Teluro de Cadmio conectado a red.

Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



1.2.- Datos de financiación

En base a las premisas comentadas en la memoria, podemos obtener los resultados del préstamo solicitado a lo largo de 10 años.

- Silicio monocristalino

Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				14.454,69 €	
1	1.677,28 €	404,73 €	1.272,55 €	13.182,14 €	1.272,55 €
2	1.677,28 €	369,10 €	1.308,18 €	11.873,96 €	2.580,73 €
3	1.677,28 €	332,47 €	1.344,81 €	10.529,15 €	3.925,54 €
4	1.677,28 €	294,82 €	1.382,46 €	9.146,69 €	5.308,00 €
5	1.677,28 €	256,11 €	1.421,17 €	7.725,51 €	6.729,17 €
6	1.677,28 €	216,31 €	1.460,97 €	6.264,55 €	8.190,14 €
7	1.677,28 €	175,41 €	1.501,87 €	4.762,68 €	9.692,01 €
8	1.677,28 €	133,35 €	1.543,92 €	3.218,75 €	11.235,94 €
9	1.677,28 €	90,13 €	1.587,15 €	1.631,60 €	12.823,09 €
10	1.677,28 €	45,68 €	1.631,60 €	-0,00 €	14.454,69 €

Tabla 24. Financiación. Silicio Monocristalino conectado a red.

- Silicio policristalino:



Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				13.433,82 €	
1	1.558,82 €	376,15 €	1.182,67 €	12.251,15 €	1.182,67 €
2	1.558,82 €	343,03 €	1.215,79 €	11.035,36 €	2.398,46 €
3	1.558,82 €	308,99 €	1.249,83 €	9.785,53 €	3.648,30 €
4	1.558,82 €	273,99 €	1.284,83 €	8.500,70 €	4.933,12 €
5	1.558,82 €	238,02 €	1.320,80 €	7.179,90 €	6.253,92 €
6	1.558,82 €	201,04 €	1.357,78 €	5.822,11 €	7.611,71 €
7	1.558,82 €	163,02 €	1.395,80 €	4.426,31 €	9.007,51 €
8	1.558,82 €	123,94 €	1.434,88 €	2.991,43 €	10.442,40 €
9	1.558,82 €	83,76 €	1.475,06 €	1.516,36 €	11.917,46 €
10	1.558,82 €	42,46 €	1.516,36 €	-0,00 €	13.433,82 €

Tabla 25. Financiación. Silicio Policristalino conectado a red.

- Silicio amorfo:

Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				8.060,21 €	
1	935,28 €	225,69 €	709,60 €	7.350,61 €	709,60 €
2	935,28 €	205,82 €	729,47 €	6.621,14 €	1.439,06 €
3	935,28 €	185,39 €	749,89 €	5.871,25 €	2.188,95 €
4	935,28 €	164,40 €	770,89 €	5.100,37 €	2.959,84 €
5	935,28 €	142,81 €	792,47 €	4.307,89 €	3.752,32 €
6	935,28 €	120,62 €	814,66 €	3.493,23 €	4.566,98 €
7	935,28 €	97,81 €	837,47 €	2.655,76 €	5.404,45 €
8	935,28 €	74,36 €	860,92 €	1.794,84 €	6.265,37 €
9	935,28 €	50,26 €	885,03 €	909,81 €	7.150,40 €
10	935,28 €	25,47 €	909,81 €	-0,00 €	8.060,21 €

Tabla 26. Financiación. Silicio Amorfo conectado a red.

- Teluro de Cadmio:

Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				15.035,18 €	
1	1.744,64 €	420,98 €	1.323,65 €	13.711,52 €	1.323,65 €



2	1.744,64 €	383,92 €	1.360,72 €	12.350,81 €	2.684,37 €
3	1.744,64 €	345,82 €	1.398,82 €	10.951,99 €	4.083,18 €
4	1.744,64 €	306,66 €	1.437,98 €	9.514,01 €	5.521,17 €
5	1.744,64 €	266,39 €	1.478,25 €	8.035,76 €	6.999,41 €
6	1.744,64 €	225,00 €	1.519,64 €	6.516,13 €	8.519,05 €
7	1.744,64 €	182,45 €	1.562,19 €	4.953,94 €	10.081,24 €
8	1.744,64 €	138,71 €	1.605,93 €	3.348,01 €	11.687,16 €
9	1.744,64 €	93,74 €	1.650,89 €	1.697,12 €	13.338,06 €
10	1.744,64 €	47,52 €	1.697,12 €	-0,00 €	15.035,18 €

Tabla 27. Financiación. Teluro de Cadmio conectado a red.

1.3.- Costes de explotación

1.3.1.- Costes de funcionamiento del primer año

- Silicio monocristalino:

Los costes de operación y mantenimiento son de 37,05 €.

Lo hemos obtenido de la siguiente manera:

Mantenimiento = Precio (€/MWp) * Potencia instalada (MWp). Donde en el precio hemos supuesto 10.000€/MWp.

De impuestos de IBI hemos considerado 0€ puesto que como está construida en una vivienda y ya paga dichos impuestos no hace falta incluirlo.

De seguros de la instalación, hemos planteado que sea un 0,4% el coste de la instalación, con lo que en este caso concreto, tenemos 101,48 €.

El total de este apartado asciende a 138,53 €. El IPC estimado como media de 25 años válido para costes de funcionamiento es de 1,45%.

- Silicio policristalino:

Los costes de operación y mantenimiento son de 37,05 €.

Lo hemos obtenido de la siguiente manera: Mantenimiento = Precio (€/MWp) * Potencia instalada (MWp). Donde en el precio hemos supuesto 10.000€/MWp.

De impuestos de IBI hemos considerado 0€ puesto que esta construida en una vivienda y ya paga dichos impuestos no hace falta incluirlo.

De seguros de la instalación, hemos planteado que sea un 0,4% el coste de la



instalación, con lo que en este caso concreto, tenemos 93,31 €.

El total de este apartado asciende a 130,36 €. El IPC estimado como media de 25 años válido para costes de funcionamiento es de 1,45%.

- Silicio amorfo:

Los costes de operación y mantenimiento son de 13,87 €.

Lo hemos obtenido de la siguiente manera: $\text{Mantenimiento} = \text{Precio (€/MWp)} * \text{Potencia instalada (MWp)}$. Donde en el precio hemos supuesto 10.000€/MWp.

De impuestos de IBI hemos considerado 0€ puesto que como esta construida en una vivienda y ya paga dichos impuestos no hace falta incluirlo.

De seguros de la instalación, hemos planteado que sea un 0,4% el coste de la instalación, con lo que en este caso concreto, tenemos 50,32 €.

El total de este apartado asciende a 64,16 €. El IPC estimado como media de 25 años válido para costes de funcionamiento es de 1,45%.

- Teluro de Cadmio:

Los costes de operación y mantenimiento son de 35,10 €.

Lo hemos obtenido de la siguiente manera: $\text{Mantenimiento} = \text{Precio (€/MWp)} * \text{Potencia instalada (MWp)}$. Donde en el precio hemos supuesto 10.000€/MWp.

De impuestos de IBI hemos considerado 0€ puesto que como esta construida en una vivienda y ya paga dichos impuestos no hace falta incluirlo.

De seguros de la instalación, hemos planteado que sea un 0,4% el coste de la instalación, con lo que en este caso concreto, tenemos 106,12 €.

El total de este apartado asciende a 141,22 €. El IPC estimado como media de 25 años válido para costes de funcionamiento es de 1,45%.

1.3.2.-Costes financieros

Son los intereses fruto de la financiación.



1.3.3.-Costes de depreciación

En este apartado presentaremos las tablas correspondientes a los costes de depreciación para cada una de las tecnologías:

- Silicio monocristalino:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	152,69 €	404,73 €	1.567,97 €	2.125,38 €
2	154,90 €	369,10 €	1.567,97 €	2.091,97 €
3	157,15 €	332,47 €	1.567,97 €	2.057,58 €
4	159,43 €	294,82 €	1.567,97 €	2.022,21 €
5	161,74 €	256,11 €	1.567,97 €	1.985,81 €
6	164,08 €	216,31 €	1.567,97 €	1.948,36 €
7	166,46 €	175,41 €	1.567,97 €	1.909,84 €
8	168,88 €	133,35 €	1.567,97 €	1.870,20 €
9	171,32 €	90,13 €	1.567,97 €	1.829,42 €
10	173,81 €	45,68 €	1.567,97 €	1.787,46 €
11	176,33 €		1.567,97 €	1.744,30 €
12	178,89 €		1.567,97 €	1.746,85 €
13	181,48 €		783,98 €	965,46 €
14	184,11 €			184,11 €
15	186,78 €			186,78 €
16	189,49 €			189,49 €
17	192,24 €			192,24 €
18	195,02 €			195,02 €
19	197,85 €			197,85 €
20	200,72 €			200,72 €
21	203,63 €			203,63 €
22	206,58 €			206,58 €
23	209,58 €			209,58 €
24	212,62 €			212,62 €
25	215,70 €			215,70 €

Tabla 28. Coste de depreciación. Silicio Monocristalino conectado a red.

- Silicio policristalino:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	144,52 €	376,15 €	1.457,23 €	1.977,90 €
2	146,62 €	343,03 €	1.457,23 €	1.946,88 €



3	148,74 €	308,99 €	1.457,23 €	1.914,96 €
4	150,90 €	273,99 €	1.457,23 €	1.882,12 €
5	153,09 €	238,02 €	1.457,23 €	1.848,33 €
6	155,31 €	201,04 €	1.457,23 €	1.813,57 €
7	157,56 €	163,02 €	1.457,23 €	1.777,81 €
8	159,84 €	123,94 €	1.457,23 €	1.741,01 €
9	162,16 €	83,76 €	1.457,23 €	1.703,15 €
10	164,51 €	42,46 €	1.457,23 €	1.664,20 €
11	166,90 €		1.457,23 €	1.624,13 €
12	169,32 €		1.457,23 €	1.626,55 €
13	171,77 €		728,61 €	900,39 €
14	174,26 €			174,26 €
15	176,79 €			176,79 €
16	179,35 €			179,35 €
17	181,95 €			181,95 €
18	184,59 €			184,59 €
19	187,27 €			187,27 €
20	189,98 €			189,98 €
21	192,74 €			192,74 €
22	195,53 €			195,53 €
23	198,37 €			198,37 €
24	201,25 €			201,25 €
25	204,16 €			204,16 €

Tabla 29. Coste de depreciación. Silicio Policristalino conectado a red.

- Silicio amorfo:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	78,32 €	225,69 €	874,33 €	1.178,34 €
2	79,46 €	205,82 €	874,33 €	1.159,60 €
3	80,61 €	185,39 €	874,33 €	1.140,33 €
4	81,78 €	164,40 €	874,33 €	1.120,50 €
5	82,96 €	142,81 €	874,33 €	1.100,10 €
6	84,17 €	120,62 €	874,33 €	1.079,12 €
7	85,39 €	97,81 €	874,33 €	1.057,53 €
8	86,63 €	74,36 €	874,33 €	1.035,31 €
9	87,88 €	50,26 €	874,33 €	1.012,46 €
10	89,16 €	25,47 €	874,33 €	988,96 €
11	90,45 €		874,33 €	964,78 €
12	91,76 €		874,33 €	966,09 €
13	93,09 €		437,16 €	530,25 €
14	94,44 €			94,44 €



15	95,81 €			95,81 €
16	97,20 €			97,20 €
17	98,61 €			98,61 €
18	100,04 €			100,04 €
19	101,49 €			101,49 €
20	102,96 €			102,96 €
21	104,45 €			104,45 €
22	105,97 €			105,97 €
23	107,50 €			107,50 €
24	109,06 €			109,06 €
25	110,64 €			110,64 €

Tabla 30. Coste de depreciación. Silicio Amorfo conectado a red.

- Teluro de Cadmio:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	155,38 €	420,98 €	1.630,93 €	2.207,30 €
2	157,63 €	383,92 €	1.630,93 €	2.172,49 €
3	159,92 €	345,82 €	1.630,93 €	2.136,68 €
4	162,24 €	306,66 €	1.630,93 €	2.099,83 €
5	164,59 €	266,39 €	1.630,93 €	2.061,92 €
6	166,98 €	225,00 €	1.630,93 €	2.022,91 €
7	169,40 €	182,45 €	1.630,93 €	1.982,79 €
8	171,86 €	138,71 €	1.630,93 €	1.941,50 €
9	174,35 €	93,74 €	1.630,93 €	1.899,03 €
10	176,88 €	47,52 €	1.630,93 €	1.855,33 €
11	179,44 €		1.630,93 €	1.810,37 €
12	182,04 €		1.630,93 €	1.812,98 €
13	184,68 €		815,47 €	1.000,15 €
14	187,36 €			187,36 €
15	190,08 €			190,08 €
16	192,83 €			192,83 €
17	195,63 €			195,63 €
18	198,47 €			198,47 €
19	201,34 €			201,34 €
20	204,26 €			204,26 €
21	207,22 €			207,22 €
22	210,23 €			210,23 €
23	213,28 €			213,28 €
24	216,37 €			216,37 €
25	219,51 €			219,51 €

Tabla 31. Coste de depreciación. Teluro de Cadmio conectado a red.



1.4.- Datos de ingresos

1.4.1.- En base al RD24-2013

Para este real decreto, los resultados obtenidos para cada una de las tecnologías han sido las siguientes:

- Silicio monocristalino:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			6.214,44	0,04469 €	277,72 €
2	0,800%	0,80%	6.213,94	0,04534 €	281,73 €
3	0,800%	1,60%	6.212,95	0,04600 €	285,77 €
4	0,800%	2,40%	6.211,46	0,04666 €	289,84 €
5	0,800%	3,20%	6.209,47	0,04734 €	293,95 €
6	0,800%	4,00%	6.206,99	0,04803 €	298,09 €
7	0,800%	4,80%	6.204,01	0,04872 €	302,27 €
8	0,800%	5,60%	6.200,53	0,04943 €	306,48 €
9	0,800%	6,40%	6.196,56	0,05014 €	310,73 €
10	0,800%	7,20%	6.192,10	0,05087 €	315,00 €
11	0,800%	8,00%	6.187,15	0,05161 €	319,32 €
12	0,800%	8,80%	6.181,70	0,05236 €	323,66 €
13	0,800%	9,60%	6.175,77	0,05312 €	328,04 €
14	0,800%	10,40%	6.169,35	0,05389 €	332,45 €
15	0,800%	11,20%	6.162,44	0,05467 €	336,89 €
16	0,800%	12,00%	6.155,04	0,05546 €	341,37 €
17	0,800%	12,80%	6.147,16	0,05627 €	345,87 €
18	0,800%	13,60%	6.138,80	0,05708 €	350,41 €
19	0,800%	14,40%	6.129,96	0,05791 €	354,98 €
20	0,800%	15,20%	6.120,65	0,05875 €	359,58 €
21	0,800%	16,00%	6.110,85	0,05960 €	364,21 €
22	0,800%	16,80%	6.100,59	0,06046 €	368,87 €
23	0,800%	17,60%	6.089,85	0,06134 €	373,56 €
24	0,800%	18,40%	6.078,64	0,06223 €	378,28 €
25	0,800%	19,20%	6.066,97	0,06313 €	383,03 €



Tabla 32. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Monocristalino.

- Silicio policristalino:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			6.197,99	0,04469 €	276,99 €
2	0,800%	0,80%	6.197,49	0,04534 €	280,98 €
3	0,800%	1,60%	6.196,50	0,04600 €	285,01 €
4	0,800%	2,40%	6.195,02	0,04666 €	289,07 €
5	0,800%	3,20%	6.193,03	0,04734 €	293,17 €
6	0,800%	4,00%	6.190,56	0,04803 €	297,30 €
7	0,800%	4,80%	6.187,58	0,04872 €	301,47 €
8	0,800%	5,60%	6.184,12	0,04943 €	305,67 €
9	0,800%	6,40%	6.180,16	0,05014 €	309,90 €
10	0,800%	7,20%	6.175,71	0,05087 €	314,17 €
11	0,800%	8,00%	6.170,77	0,05161 €	318,47 €
12	0,800%	8,80%	6.165,34	0,05236 €	322,80 €
13	0,800%	9,60%	6.159,42	0,05312 €	327,17 €
14	0,800%	10,40%	6.153,02	0,05389 €	331,57 €
15	0,800%	11,20%	6.146,12	0,05467 €	336,00 €
16	0,800%	12,00%	6.138,75	0,05546 €	340,46 €
17	0,800%	12,80%	6.130,89	0,05627 €	344,96 €
18	0,800%	13,60%	6.122,55	0,05708 €	349,48 €
19	0,800%	14,40%	6.113,74	0,05791 €	354,04 €
20	0,800%	15,20%	6.104,44	0,05875 €	358,63 €
21	0,800%	16,00%	6.094,68	0,05960 €	363,25 €
22	0,800%	16,80%	6.084,44	0,06046 €	367,90 €
23	0,800%	17,60%	6.073,73	0,06134 €	372,57 €
24	0,800%	18,40%	6.062,55	0,06223 €	377,28 €
25	0,800%	19,20%	6.050,91	0,06313 €	382,02 €

Tabla 33. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Policristalino.

- Silicio amorfo:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			2.205,87	0,04469 €	98,58 €
2	0,800%	0,80%	2.205,69	0,04534 €	100,00 €



3	0,800%	1,60%	2.205,34	0,04600 €	101,44 €
4	0,800%	2,40%	2.204,81	0,04666 €	102,88 €
5	0,800%	3,20%	2.204,11	0,04734 €	104,34 €
6	0,800%	4,00%	2.203,22	0,04803 €	105,81 €
7	0,800%	4,80%	2.202,17	0,04872 €	107,29 €
8	0,800%	5,60%	2.200,93	0,04943 €	108,79 €
9	0,800%	6,40%	2.199,52	0,05014 €	110,29 €
10	0,800%	7,20%	2.197,94	0,05087 €	111,81 €
11	0,800%	8,00%	2.196,18	0,05161 €	113,34 €
12	0,800%	8,80%	2.194,25	0,05236 €	114,89 €
13	0,800%	9,60%	2.192,14	0,05312 €	116,44 €
14	0,800%	10,40%	2.189,86	0,05389 €	118,01 €
15	0,800%	11,20%	2.187,41	0,05467 €	119,58 €
16	0,800%	12,00%	2.184,79	0,05546 €	121,17 €
17	0,800%	12,80%	2.181,99	0,05627 €	122,77 €
18	0,800%	13,60%	2.179,02	0,05708 €	124,38 €
19	0,800%	14,40%	2.175,88	0,05791 €	126,00 €
20	0,800%	15,20%	2.172,58	0,05875 €	127,64 €
21	0,800%	16,00%	2.169,10	0,05960 €	129,28 €
22	0,800%	16,80%	2.165,46	0,06046 €	130,93 €
23	0,800%	17,60%	2.161,65	0,06134 €	132,60 €
24	0,800%	18,40%	2.157,67	0,06223 €	134,27 €
25	0,800%	19,20%	2.153,53	0,06313 €	135,96 €

Tabla 34. Datos de ingresos RD24/2013. Silicio Amorfo.

- Teluro de Cadmio:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			6.117,22	0,04469 €	273,38 €
2	0,800%	0,80%	6.116,73	0,04534 €	277,32 €
3	0,800%	1,60%	6.115,75	0,04600 €	281,30 €
4	0,800%	2,40%	6.114,29	0,04666 €	285,31 €
5	0,800%	3,20%	6.112,33	0,04734 €	289,35 €
6	0,800%	4,00%	6.109,88	0,04803 €	293,43 €
7	0,800%	4,80%	6.106,95	0,04872 €	297,54 €
8	0,800%	5,60%	6.103,53	0,04943 €	301,69 €
9	0,800%	6,40%	6.099,62	0,05014 €	305,87 €
10	0,800%	7,20%	6.095,23	0,05087 €	310,08 €
11	0,800%	8,00%	6.090,36	0,05161 €	314,32 €
12	0,800%	8,80%	6.085,00	0,05236 €	318,60 €



13	0,800%	9,60%	6.079,16	0,05312 €	322,91 €
14	0,800%	10,40%	6.072,83	0,05389 €	327,25 €
15	0,800%	11,20%	6.066,03	0,05467 €	331,62 €
16	0,800%	12,00%	6.058,75	0,05546 €	336,03 €
17	0,800%	12,80%	6.051,00	0,05627 €	340,46 €
18	0,800%	13,60%	6.042,77	0,05708 €	344,93 €
19	0,800%	14,40%	6.034,07	0,05791 €	349,43 €
20	0,800%	15,20%	6.024,89	0,05875 €	353,96 €
21	0,800%	16,00%	6.015,25	0,05960 €	358,51 €
22	0,800%	16,80%	6.005,15	0,06046 €	363,10 €
23	0,800%	17,60%	5.994,58	0,06134 €	367,72 €
24	0,800%	18,40%	5.983,55	0,06223 €	372,36 €
25	0,800%	19,20%	5.972,06	0,06313 €	377,04 €

Tabla 35. Datos de ingresos RD24/2013. Teluro de Cadmio.

1.4.2.- En base a la propuesta de RD de autoconsumo.

- Silicio monocristalino:

AÑO	Ingresos	Ingresos por ahorro de energía generada
1	282,38 €	282,38
2	286,47 €	286,47451
3	290,63 €	290,62839
4	294,84 €	294,8425
5	299,12 €	299,11772
6	303,45 €	303,45493
7	307,86 €	307,85502
8	312,32 €	312,31892
9	316,85 €	316,84754
10	321,44 €	321,44183
11	326,10 €	326,10274
12	330,83 €	330,83123
13	335,63 €	335,62828
14	340,49 €	340,49489
15	345,43 €	345,43207



16	350,44 €	350,44083
17	355,52 €	355,52223
18	360,68 €	360,6773
19	365,91 €	365,90712
20	371,21 €	371,21277
21	376,60 €	376,59536
22	382,06 €	382,05599
23	387,60 €	387,5958
24	393,22 €	393,21594
25	398,92 €	398,91757

Tabla 36. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Monocristalino.

- Silicio policristalino:

AÑO	Ingresos	Ingresos por ahorro de energia generada
1	227,40 €	227,4
2	230,70 €	230,6973
3	234,04 €	234,04241
4	237,44 €	237,43603
5	240,88 €	240,87885
6	244,37 €	244,37159
7	247,91 €	247,91498
8	251,51 €	251,50975
9	255,16 €	255,15664
10	258,86 €	258,85641
11	262,61 €	262,60983
12	266,42 €	266,41767
13	270,28 €	270,28073
14	274,20 €	274,1998
15	278,18 €	278,17569
16	282,21 €	282,20924
17	286,30 €	286,30128
18	290,45 €	290,45264
19	294,66 €	294,66421
20	298,94 €	298,93684
21	303,27 €	303,27142
22	307,67 €	307,66886



23	312,13 €	312,13006
24	316,66 €	316,65594
25	321,25 €	321,24745

Tabla 37. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Policristalino.

- Silicio amorfo:

AÑO	Ingresos	Ingresos por ahorro de energía generada
1	227,40 €	227,4
2	230,70 €	230,6973
3	234,04 €	234,042411
4	237,44 €	237,436026
5	240,88 €	240,878848
6	244,37 €	244,371591
7	247,91 €	247,91498
8	251,51 €	251,509747
9	255,16 €	255,156638
10	258,86 €	258,856409
11	262,61 €	262,609827
12	266,42 €	266,41767
13	270,28 €	270,280726
14	274,20 €	274,199797
15	278,18 €	278,175694
16	282,21 €	282,209241
17	286,30 €	286,301275
18	290,45 €	290,452644
19	294,66 €	294,664207
20	298,94 €	298,936838
21	303,27 €	303,271422
22	307,67 €	307,668858
23	312,13 €	312,130056
24	316,66 €	316,655942
25	321,25 €	321,247453

Tabla 38. Datos de ingresos Autoconsumo. Silicio Amorfo.



- Teluro de Cadmio:

AÑO	Ingresos	Ingresos por ahorro de energía generada
1	227,40 €	227,4
2	230,70 €	230,6973
3	234,04 €	234,04241
4	237,44 €	237,43603
5	240,88 €	240,87885
6	244,37 €	244,37159
7	247,91 €	247,91498
8	251,51 €	251,50975
9	255,16 €	255,15664
10	258,86 €	258,85641
11	262,61 €	262,60983
12	266,42 €	266,41767
13	270,28 €	270,28073
14	274,20 €	274,1998
15	278,18 €	278,17569
16	282,21 €	282,20924
17	286,30 €	286,30128
18	290,45 €	290,45264
19	294,66 €	294,66421
20	298,94 €	298,93684
21	303,27 €	303,27142
22	307,67 €	307,66886
23	312,13 €	312,13006
24	316,66 €	316,65594
25	321,25 €	321,24745

Tabla 39. Datos de ingresos Autoconsumo. Teluro de Cadmio.

1.4.3.- En base al RD413/2014 (Retribución a la inversión)

- Silicio monocristalino:



AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Retribución a la inversión	Ingresos
1			6.214,44	0,04469 €	520,182	797,91 €
2	0,800%	0,80%	6.213,94	0,04534 €	527,724639	809,45 €
3	0,800%	1,60%	6.212,95	0,04600 €	535,3766463	821,14 €
4	0,800%	2,40%	6.211,46	0,04666 €	543,1396076	832,98 €
5	0,800%	3,20%	6.209,47	0,04734 €	551,0151319	844,96 €
6	0,800%	4,00%	6.206,99	0,04803 €	559,0048514	857,10 €
7	0,800%	4,80%	6.204,01	0,04872 €	567,1104217	869,38 €
8	0,800%	5,60%	6.200,53	0,04943 €	575,3335228	881,81 €
9	0,800%	6,40%	6.196,56	0,05014 €	583,6758589	894,40 €
10	0,800%	7,20%	6.192,10	0,05087 €	592,1391589	907,14 €
11	0,800%	8,00%	6.187,15	0,05161 €	600,7251767	920,04 €
12	0,800%	8,80%	6.181,70	0,05236 €	609,4356917	933,10 €
13	0,800%	9,60%	6.175,77	0,05312 €	618,2725092	946,31 €
14	0,800%	10,40%	6.169,35	0,05389 €	627,2374606	959,69 €
15	0,800%	11,20%	6.162,44	0,05467 €	636,3324038	973,23 €
16	0,800%	12,00%	6.155,04	0,05546 €	645,5592237	986,93 €
17	0,800%	12,80%	6.147,16	0,05627 €	654,9198324	1.000,79 €
18	0,800%	13,60%	6.138,80	0,05708 €	664,41617	1.014,83 €
19	0,800%	14,40%	6.129,96	0,05791 €	674,0502044	1.029,03 €
20	0,800%	15,20%	6.120,65	0,05875 €	683,8239324	1.043,40 €
21	0,800%	16,00%	6.110,85	0,05960 €	693,7393794	1.057,95 €
22	0,800%	16,80%	6.100,59	0,06046 €	703,7986004	1.072,67 €
23	0,800%	17,60%	6.089,85	0,06134 €	714,0036801	1.087,57 €
24	0,800%	18,40%	6.078,64	0,06223 €	724,3567335	1.102,64 €
25	0,800%	19,20%	6.066,97	0,06313 €	734,8599061	1.117,89 €

Tabla 40. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Monocristalino.

- Silicio Policristalino

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Retribución a la inversión	Ingresos
1			6.197,99	0,04469 €	520,182	797,17 €
2	0,800%	0,80%	6.197,49	0,04534 €	527,724639	808,71 €
3	0,800%	1,60%	6.196,50	0,04600 €	535,376646	820,39 €
4	0,800%	2,40%	6.195,02	0,04666 €	543,139608	832,21 €
5	0,800%	3,20%	6.193,03	0,04734 €	551,015132	844,19 €



6	0,800%	4,00%	6.190,56	0,04803 €	559,004851	856,31 €
7	0,800%	4,80%	6.187,58	0,04872 €	567,110422	868,58 €
8	0,800%	5,60%	6.184,12	0,04943 €	575,333523	881,00 €
9	0,800%	6,40%	6.180,16	0,05014 €	583,675859	893,58 €
10	0,800%	7,20%	6.175,71	0,05087 €	592,139159	906,31 €
11	0,800%	8,00%	6.170,77	0,05161 €	600,725177	919,20 €
12	0,800%	8,80%	6.165,34	0,05236 €	609,435692	932,24 €
13	0,800%	9,60%	6.159,42	0,05312 €	618,272509	945,44 €
14	0,800%	10,40%	6.153,02	0,05389 €	627,237461	958,81 €
15	0,800%	11,20%	6.146,12	0,05467 €	636,332404	972,33 €
16	0,800%	12,00%	6.138,75	0,05546 €	645,559224	986,02 €
17	0,800%	12,80%	6.130,89	0,05627 €	654,919832	999,88 €
18	0,800%	13,60%	6.122,55	0,05708 €	664,41617	1.013,90 €
19	0,800%	14,40%	6.113,74	0,05791 €	674,050204	1.028,09 €
20	0,800%	15,20%	6.104,44	0,05875 €	683,823932	1.042,45 €
21	0,800%	16,00%	6.094,68	0,05960 €	693,739379	1.056,99 €
22	0,800%	16,80%	6.084,44	0,06046 €	703,7986	1.071,69 €
23	0,800%	17,60%	6.073,73	0,06134 €	714,00368	1.086,58 €
24	0,800%	18,40%	6.062,55	0,06223 €	724,356734	1.101,64 €
25	0,800%	19,20%	6.050,91	0,06313 €	734,859906	1.116,88 €

Tabla 41. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Policristalino.

- Silicio amorfo

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Retribución a la inversión	Ingresos
1			2.205,87	0,04469 €	194,3136	292,89 €
2	0,800%	0,80%	2.205,69	0,04534 €	197,1311472	297,13 €
3	0,800%	1,60%	2.205,34	0,04600 €	199,9895488	301,43 €
4	0,800%	2,40%	2.204,81	0,04666 €	202,8893973	305,77 €
5	0,800%	3,20%	2.204,11	0,04734 €	205,8312936	310,17 €
6	0,800%	4,00%	2.203,22	0,04803 €	208,8158473	314,63 €
7	0,800%	4,80%	2.202,17	0,04872 €	211,8436771	319,14 €
8	0,800%	5,60%	2.200,93	0,04943 €	214,9154104	323,70 €
9	0,800%	6,40%	2.199,52	0,05014 €	218,0316839	328,33 €
10	0,800%	7,20%	2.197,94	0,05087 €	221,1931433	333,01 €
11	0,800%	8,00%	2.196,18	0,05161 €	224,4004439	337,74 €
12	0,800%	8,80%	2.194,25	0,05236 €	227,6542503	342,54 €
13	0,800%	9,60%	2.192,14	0,05312 €	230,9552369	347,40 €



14	0,800%	10,40%	2.189,86	0,05389 €	234,3040879	352,31 €
15	0,800%	11,20%	2.187,41	0,05467 €	237,7014971	357,28 €
16	0,800%	12,00%	2.184,79	0,05546 €	241,1481688	362,32 €
17	0,800%	12,80%	2.181,99	0,05627 €	244,6448173	367,42 €
18	0,800%	13,60%	2.179,02	0,05708 €	248,1921671	372,57 €
19	0,800%	14,40%	2.175,88	0,05791 €	251,7909536	377,79 €
20	0,800%	15,20%	2.172,58	0,05875 €	255,4419224	383,08 €
21	0,800%	16,00%	2.169,10	0,05960 €	259,1458303	388,43 €
22	0,800%	16,80%	2.165,46	0,06046 €	262,9034448	393,84 €
23	0,800%	17,60%	2.161,65	0,06134 €	266,7155448	399,31 €
24	0,800%	18,40%	2.157,67	0,06223 €	270,5829202	404,86 €
25	0,800%	19,20%	2.153,53	0,06313 €	274,5063725	410,47 €

Tabla 42. Datos de ingresos RD413/2014. Silicio Amorfo.

- Teluro de Cadmio

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Retribución a la Inversión	Ingresos
1			6.117,22	0,04469 €	492,804	766,18 €
2	0,800%	0,80%	6.116,73	0,04534 €	499,950	777,27 €
3	0,800%	1,60%	6.115,75	0,04600 €	507,199	788,50 €
4	0,800%	2,40%	6.114,29	0,04666 €	514,553	799,86 €
5	0,800%	3,20%	6.112,33	0,04734 €	522,014	811,37 €
6	0,800%	4,00%	6.109,88	0,04803 €	529,584	823,01 €
7	0,800%	4,80%	6.106,95	0,04872 €	537,263	834,80 €
8	0,800%	5,60%	6.103,53	0,04943 €	545,053	846,74 €
9	0,800%	6,40%	6.099,62	0,05014 €	552,956	858,82 €
10	0,800%	7,20%	6.095,23	0,05087 €	560,974	871,05 €
11	0,800%	8,00%	6.090,36	0,05161 €	569,108	883,43 €
12	0,800%	8,80%	6.085,00	0,05236 €	577,360	895,96 €
13	0,800%	9,60%	6.079,16	0,05312 €	585,732	908,64 €
14	0,800%	10,40%	6.072,83	0,05389 €	594,225	921,47 €
15	0,800%	11,20%	6.066,03	0,05467 €	602,841	934,46 €
16	0,800%	12,00%	6.058,75	0,05546 €	611,582	947,61 €
17	0,800%	12,80%	6.051,00	0,05627 €	620,450	960,91 €
18	0,800%	13,60%	6.042,77	0,05708 €	629,447	974,38 €
19	0,800%	14,40%	6.034,07	0,05791 €	638,574	988,00 €
20	0,800%	15,20%	6.024,89	0,05875 €	647,833	1.001,79 €



21	0,800%	16,00%	6.015,25	0,05960 €	657,227	1.015,74 €
22	0,800%	16,80%	6.005,15	0,06046 €	666,757	1.029,86 €
23	0,800%	17,60%	5.994,58	0,06134 €	676,425	1.044,14 €
24	0,800%	18,40%	5.983,55	0,06223 €	686,233	1.058,60 €
25	0,800%	19,20%	5.972,06	0,06313 €	696,183	1.073,22 €

Tabla 43. Datos de ingresos RD413/2014. Teluro de Cadmio.

1.5.- Cash-flow

1.5.1.- RD24-2013

- Silicio monocristalino:



AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	14.454,69 €								-14.454,69 €
1		277,72 €	2.125,38 €	-1.847,66 €	0,00 €	-1.847,66 €	1.272,55 €	1.567,97 €	-1.552,24 €
2		281,73 €	2.091,97 €	-1.810,24 €	0,00 €	-1.810,24 €	1.308,18 €	1.567,97 €	-1.550,45 €
3		285,77 €	2.057,58 €	-1.771,82 €	0,00 €	-1.771,82 €	1.344,81 €	1.567,97 €	-1.548,66 €
4		289,84 €	2.022,21 €	-1.732,37 €	0,00 €	-1.732,37 €	1.382,46 €	1.567,97 €	-1.546,86 €
5		293,95 €	1.985,81 €	-1.691,86 €	0,00 €	-1.691,86 €	1.421,17 €	1.567,97 €	-1.545,07 €
6		298,09 €	1.948,36 €	-1.650,27 €	0,00 €	-1.650,27 €	1.460,97 €	1.567,97 €	-1.543,27 €
7		302,27 €	1.909,84 €	-1.607,57 €	0,00 €	-1.607,57 €	1.501,87 €	1.567,97 €	-1.541,47 €
8		306,48 €	1.870,20 €	-1.563,72 €	0,00 €	-1.563,72 €	1.543,92 €	1.567,97 €	-1.539,67 €
9		310,73 €	1.829,42 €	-1.518,69 €	0,00 €	-1.518,69 €	1.587,15 €	1.567,97 €	-1.537,88 €
10		315,00 €	1.787,46 €	-1.472,45 €	0,00 €	-1.472,45 €	1.631,60 €	1.567,97 €	-1.536,08 €
11		319,32 €	1.744,30 €	-1.424,98 €	0,00 €	-1.424,98 €		1.567,97 €	142,99 €
12		323,66 €	1.746,85 €	-1.423,19 €	0,00 €	-1.423,19 €		1.567,97 €	144,78 €
13		328,04 €	965,46 €	-637,42 €	0,00 €	-637,42 €		783,98 €	146,56 €
14		332,45 €	184,11 €	148,34 €	51,92 €	96,42 €			96,42 €
15		336,89 €	186,78 €	150,11 €	52,54 €	97,57 €			97,57 €
16		341,37 €	189,49 €	151,88 €	53,16 €	98,72 €			98,72 €
17		345,87 €	192,24 €	153,64 €	53,77 €	99,86 €			99,86 €
18		350,41 €	195,02 €	155,39 €	54,39 €	101,00 €			101,00 €
19		354,98 €	197,85 €	157,13 €	55,00 €	102,13 €			102,13 €
20		359,58 €	200,72 €	158,86 €	55,60 €	103,26 €			103,26 €
21		364,21 €	203,63 €	160,58 €	56,20 €	104,38 €			104,38 €
22		368,87 €	206,58 €	162,29 €	56,80 €	105,49 €			105,49 €



23		373,56 €	209,58 €	163,98 €	57,39 €	106,59 €			106,59 €
24		378,28 €	212,62 €	165,66 €	57,98 €	107,68 €			107,68 €
25		383,03 €	215,70 €	167,33 €	58,56 €	108,76 €			108,76 €

Tabla 44. Cash Flow RD24/2013. Silicio Monocristalino.

- Silicio policristalino:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	13.433,82 €								-13.433,82 €
1		276,99 €	1.977,90 €	-1.700,91 €	0,00 €	-1.700,91 €	1.182,67 €	1.457,23 €	-1.426,35 €
2		280,98 €	1.946,88 €	-1.665,89 €	0,00 €	-1.665,89 €	1.215,79 €	1.457,23 €	-1.424,46 €
3		285,01 €	1.914,96 €	-1.629,95 €	0,00 €	-1.629,95 €	1.249,83 €	1.457,23 €	-1.422,55 €
4		289,07 €	1.882,12 €	-1.593,05 €	0,00 €	-1.593,05 €	1.284,83 €	1.457,23 €	-1.420,65 €
5		293,17 €	1.848,33 €	-1.555,16 €	0,00 €	-1.555,16 €	1.320,80 €	1.457,23 €	-1.418,74 €
6		297,30 €	1.813,57 €	-1.516,27 €	0,00 €	-1.516,27 €	1.357,78 €	1.457,23 €	-1.416,82 €
7		301,47 €	1.777,81 €	-1.476,34 €	0,00 €	-1.476,34 €	1.395,80 €	1.457,23 €	-1.414,91 €
8		305,67 €	1.741,01 €	-1.435,34 €	0,00 €	-1.435,34 €	1.434,88 €	1.457,23 €	-1.412,99 €
9		309,90 €	1.703,15 €	-1.393,25 €	0,00 €	-1.393,25 €	1.475,06 €	1.457,23 €	-1.411,08 €
10		314,17 €	1.664,20 €	-1.350,03 €	0,00 €	-1.350,03 €	1.516,36 €	1.457,23 €	-1.409,16 €
11		318,47 €	1.624,13 €	-1.305,65 €	0,00 €	-1.305,65 €		1.457,23 €	151,57 €
12		322,80 €	1.626,55 €	-1.303,74 €	0,00 €	-1.303,74 €		1.457,23 €	153,49 €
13		327,17 €	900,39 €	-573,22 €	0,00 €	-573,22 €		728,61 €	155,40 €
14		331,57 €	174,26 €	157,31 €	55,06 €	102,25 €			102,25 €
15		336,00 €	176,79 €	159,21 €	55,72 €	103,49 €			103,49 €



16		340,46 €	179,35 €	161,11 €	56,39 €	104,72 €			104,72 €
17		344,96 €	181,95 €	163,00 €	57,05 €	105,95 €			105,95 €
18		349,48 €	184,59 €	164,89 €	57,71 €	107,18 €			107,18 €
19		354,04 €	187,27 €	166,77 €	58,37 €	108,40 €			108,40 €
20		358,63 €	189,98 €	168,64 €	59,03 €	109,62 €			109,62 €
21		363,25 €	192,74 €	170,51 €	59,68 €	110,83 €			110,83 €
22		367,90 €	195,53 €	172,36 €	60,33 €	112,03 €			112,03 €
23		372,57 €	198,37 €	174,20 €	60,97 €	113,23 €			113,23 €
24		377,28 €	201,25 €	176,03 €	61,61 €	114,42 €			114,42 €
25		382,02 €	204,16 €	177,85 €	62,25 €	115,60 €			115,60 €

Tabla 45. Cash Flow RD24/2013. Silicio Policristalino.

- Silicio amorfo:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	8.060,21 €								-8.060,21 €
1		98,58 €	1.178,34 €	-1.079,75 €	0,00 €	-1.079,75 €	709,60 €	874,33 €	-915,02 €
2		100,00 €	1.159,60 €	-1.059,60 €	0,00 €	-1.059,60 €	729,47 €	874,33 €	-914,74 €
3		101,44 €	1.140,33 €	-1.038,89 €	0,00 €	-1.038,89 €	749,89 €	874,33 €	-914,46 €
4		102,88 €	1.120,50 €	-1.017,62 €	0,00 €	-1.017,62 €	770,89 €	874,33 €	-914,18 €
5		104,34 €	1.100,10 €	-995,76 €	0,00 €	-995,76 €	792,47 €	874,33 €	-913,91 €
6		105,81 €	1.079,12 €	-973,31 €	0,00 €	-973,31 €	814,66 €	874,33 €	-913,64 €
7		107,29 €	1.057,53 €	-950,23 €	0,00 €	-950,23 €	837,47 €	874,33 €	-913,38 €
8		108,79 €	1.035,31 €	-926,53 €	0,00 €	-926,53 €	860,92 €	874,33 €	-913,12 €



9		110,29 €	1.012,46 €	-902,17 €	0,00 €	-902,17 €	885,03 €	874,33 €	-912,87 €
10		111,81 €	988,96 €	-877,14 €	0,00 €	-877,14 €	909,81 €	874,33 €	-912,63 €
11		113,34 €	964,78 €	-851,43 €	0,00 €	-851,43 €		874,33 €	22,90 €
12		114,89 €	966,09 €	-851,20 €	0,00 €	-851,20 €		874,33 €	23,13 €
13		116,44 €	530,25 €	-413,81 €	0,00 €	-413,81 €		437,16 €	23,35 €
14		118,01 €	94,44 €	23,57 €	8,25 €	15,32 €			15,32 €
15		119,58 €	95,81 €	23,77 €	8,32 €	15,45 €			15,45 €
16		121,17 €	97,20 €	23,97 €	8,39 €	15,58 €			15,58 €
17		122,77 €	98,61 €	24,16 €	8,46 €	15,71 €			15,71 €
18		124,38 €	100,04 €	24,34 €	8,52 €	15,82 €			15,82 €
19		126,00 €	101,49 €	24,51 €	8,58 €	15,93 €			15,93 €
20		127,64 €	102,96 €	24,68 €	8,64 €	16,04 €			16,04 €
21		129,28 €	104,45 €	24,83 €	8,69 €	16,14 €			16,14 €
22		130,93 €	105,97 €	24,97 €	8,74 €	16,23 €			16,23 €
23		132,60 €	107,50 €	25,09 €	8,78 €	16,31 €			16,31 €
24		134,27 €	109,06 €	25,21 €	8,82 €	16,39 €			16,39 €
25		135,96 €	110,64 €	25,31 €	8,86 €	16,45 €			16,45 €

Tabla 46. Cash Flow RD24/2013. Silicio Amorfo.

- Teluro de Cadmio:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	15.035,18 €								-15.035,18 €
1		273,38 €	2.207,30 €	-1.933,92 €	0,00 €	-1.933,92 €	1.323,65 €	1.630,93 €	-1.626,64 €



2		277,32 €	2.172,49 €	-1.895,17 €	0,00 €	-1.895,17 €	1.360,72 €	1.630,93 €	-1.624,95 €
3		281,30 €	2.136,68 €	-1.855,38 €	0,00 €	-1.855,38 €	1.398,82 €	1.630,93 €	-1.623,26 €
4		285,31 €	2.099,83 €	-1.814,52 €	0,00 €	-1.814,52 €	1.437,98 €	1.630,93 €	-1.621,57 €
5		289,35 €	2.061,92 €	-1.772,57 €	0,00 €	-1.772,57 €	1.478,25 €	1.630,93 €	-1.619,88 €
6		293,43 €	2.022,91 €	-1.729,48 €	0,00 €	-1.729,48 €	1.519,64 €	1.630,93 €	-1.618,19 €
7		297,54 €	1.982,79 €	-1.685,24 €	0,00 €	-1.685,24 €	1.562,19 €	1.630,93 €	-1.616,50 €
8		301,69 €	1.941,50 €	-1.639,81 €	0,00 €	-1.639,81 €	1.605,93 €	1.630,93 €	-1.614,81 €
9		305,87 €	1.899,03 €	-1.593,16 €	0,00 €	-1.593,16 €	1.650,89 €	1.630,93 €	-1.613,12 €
10		310,08 €	1.855,33 €	-1.545,25 €	0,00 €	-1.545,25 €	1.697,12 €	1.630,93 €	-1.611,44 €
11		314,32 €	1.810,37 €	-1.496,05 €	0,00 €	-1.496,05 €		1.630,93 €	134,88 €
12		318,60 €	1.812,98 €	-1.494,38 €	0,00 €	-1.494,38 €		1.630,93 €	136,56 €
13		322,91 €	1.000,15 €	-677,24 €	0,00 €	-677,24 €		815,47 €	138,23 €
14		327,25 €	187,36 €	139,89 €	48,96 €	90,93 €			90,93 €
15		331,62 €	190,08 €	141,55 €	49,54 €	92,00 €			92,00 €
16		336,03 €	192,83 €	143,19 €	50,12 €	93,08 €			93,08 €
17		340,46 €	195,63 €	144,83 €	50,69 €	94,14 €			94,14 €
18		344,93 €	198,47 €	146,47 €	51,26 €	95,20 €			95,20 €
19		349,43 €	201,34 €	148,08 €	51,83 €	96,26 €			96,26 €
20		353,96 €	204,26 €	149,69 €	52,39 €	97,30 €			97,30 €
21		358,51 €	207,22 €	151,29 €	52,95 €	98,34 €			98,34 €
22		363,10 €	210,23 €	152,87 €	53,51 €	99,37 €			99,37 €
23		367,72 €	213,28 €	154,44 €	54,05 €	100,39 €			100,39 €
24		372,36 €	216,37 €	155,99 €	54,60 €	101,40 €			101,40 €
25		377,04 €	219,51 €	157,53 €	55,14 €	102,39 €			102,39 €

Tabla 47. Cash Flow RD24/2013. Teluro de Cadmio.



1.5.2.- Borrador autoconsumo

- Silicio monocristalino:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	14.454,69 €								-14.454,69 €
1		282,38 €	2.125,38 €	-1.843,00 €	0,00 €	-1.843,00 €	1.272,55 €	1.567,97 €	-1.547,59 €
2		286,47 €	2.091,97 €	-1.805,49 €	0,00 €	-1.805,49 €	1.308,18 €	1.567,97 €	-1.545,71 €
3		290,63 €	2.057,58 €	-1.766,96 €	0,00 €	-1.766,96 €	1.344,81 €	1.567,97 €	-1.543,80 €
4		294,84 €	2.022,21 €	-1.727,37 €	0,00 €	-1.727,37 €	1.382,46 €	1.567,97 €	-1.541,86 €
5		299,12 €	1.985,81 €	-1.686,69 €	0,00 €	-1.686,69 €	1.421,17 €	1.567,97 €	-1.539,90 €
6		303,45 €	1.948,36 €	-1.644,91 €	0,00 €	-1.644,91 €	1.460,97 €	1.567,97 €	-1.537,91 €
7		307,86 €	1.909,84 €	-1.601,98 €	0,00 €	-1.601,98 €	1.501,87 €	1.567,97 €	-1.535,89 €
8		312,32 €	1.870,20 €	-1.557,88 €	0,00 €	-1.557,88 €	1.543,92 €	1.567,97 €	-1.533,84 €
9		316,85 €	1.829,42 €	-1.512,57 €	0,00 €	-1.512,57 €	1.587,15 €	1.567,97 €	-1.531,76 €
10		321,44 €	1.787,46 €	-1.466,02 €	0,00 €	-1.466,02 €	1.631,60 €	1.567,97 €	-1.529,65 €
11		326,10 €	1.744,30 €	-1.418,19 €	0,00 €	-1.418,19 €		1.567,97 €	149,77 €
12		330,83 €	1.746,85 €	-1.416,02 €	0,00 €	-1.416,02 €		1.567,97 €	151,95 €
13		335,63 €	965,46 €	-629,83 €	0,00 €	-629,83 €		783,98 €	154,15 €
14		340,49 €	184,11 €	156,38 €	54,73 €	101,65 €			101,65 €
15		345,43 €	186,78 €	158,65 €	55,53 €	103,12 €			103,12 €
16		350,44 €	189,49 €	160,95 €	56,33 €	104,62 €			104,62 €



17		355,52 €	192,24 €	163,29 €	57,15 €	106,14 €			106,14 €
18		360,68 €	195,02 €	165,65 €	57,98 €	107,67 €			107,67 €
19		365,91 €	197,85 €	168,06 €	58,82 €	109,24 €			109,24 €
20		371,21 €	200,72 €	170,49 €	59,67 €	110,82 €			110,82 €
21		376,60 €	203,63 €	172,96 €	60,54 €	112,43 €			112,43 €
22		382,06 €	206,58 €	175,47 €	61,42 €	114,06 €			114,06 €
23		387,60 €	209,58 €	178,02 €	62,31 €	115,71 €			115,71 €
24		393,22 €	212,62 €	180,60 €	63,21 €	117,39 €			117,39 €
25		398,92 €	215,70 €	183,22 €	64,13 €	119,09 €			119,09 €

Tabla 48. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Monocristalino.

- Silicio policristalino:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	13.433,82 €								-13.433,82 €
1		227,40 €	1.977,90 €	-1.750,50 €	0,00 €	-1.750,50 €	1.182,67 €	1.457,23 €	-1.475,94 €
2		230,70 €	1.946,88 €	-1.716,18 €	0,00 €	-1.716,18 €	1.215,79 €	1.457,23 €	-1.474,74 €
3		234,04 €	1.914,96 €	-1.680,92 €	0,00 €	-1.680,92 €	1.249,83 €	1.457,23 €	-1.473,52 €
4		237,44 €	1.882,12 €	-1.644,69 €	0,00 €	-1.644,69 €	1.284,83 €	1.457,23 €	-1.472,28 €
5		240,88 €	1.848,33 €	-1.607,46 €	0,00 €	-1.607,46 €	1.320,80 €	1.457,23 €	-1.471,03 €
6		244,37 €	1.813,57 €	-1.569,20 €	0,00 €	-1.569,20 €	1.357,78 €	1.457,23 €	-1.469,76 €
7		247,91 €	1.777,81 €	-1.529,89 €	0,00 €	-1.529,89 €	1.395,80 €	1.457,23 €	-1.468,47 €
8		251,51 €	1.741,01 €	-1.489,50 €	0,00 €	-1.489,50 €	1.434,88 €	1.457,23 €	-1.467,16 €



9		255,16 €	1.703,15 €	-1.447,99 €	0,00 €	-1.447,99 €	1.475,06 €	1.457,23 €	-1.465,83 €
10		258,86 €	1.664,20 €	-1.405,34 €	0,00 €	-1.405,34 €	1.516,36 €	1.457,23 €	-1.464,48 €
11		262,61 €	1.624,13 €	-1.361,52 €	0,00 €	-1.361,52 €		1.457,23 €	95,71 €
12		266,42 €	1.626,55 €	-1.360,13 €	0,00 €	-1.360,13 €		1.457,23 €	97,10 €
13		270,28 €	900,39 €	-630,11 €	0,00 €	-630,11 €		728,61 €	98,51 €
14		274,20 €	174,26 €	99,94 €	34,98 €	64,96 €			64,96 €
15		278,18 €	176,79 €	101,39 €	35,48 €	65,90 €			65,90 €
16		282,21 €	179,35 €	102,86 €	36,00 €	66,86 €			66,86 €
17		286,30 €	181,95 €	104,35 €	36,52 €	67,83 €			67,83 €
18		290,45 €	184,59 €	105,86 €	37,05 €	68,81 €			68,81 €
19		294,66 €	187,27 €	107,39 €	37,59 €	69,81 €			69,81 €
20		298,94 €	189,98 €	108,95 €	38,13 €	70,82 €			70,82 €
21		303,27 €	192,74 €	110,53 €	38,69 €	71,85 €			71,85 €
22		307,67 €	195,53 €	112,13 €	39,25 €	72,89 €			72,89 €
23		312,13 €	198,37 €	113,76 €	39,82 €	73,94 €			73,94 €
24		316,66 €	201,25 €	115,41 €	40,39 €	75,02 €			75,02 €
25		321,25 €	204,16 €	117,08 €	40,98 €	76,10 €			76,10 €

Tabla 49. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Policristalino.

- Silicio amorfo:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	8.060,21 €								-8.060,21 €



1		227,40 €	1.178,34 €	-950,94 €	0,00 €	-950,94 €	709,60 €	874,33 €	-786,20 €
2		230,70 €	1.159,60 €	-928,90 €	0,00 €	-928,90 €	729,47 €	874,33 €	-784,04 €
3		234,04 €	1.140,33 €	-906,29 €	0,00 €	-906,29 €	749,89 €	874,33 €	-781,85 €
4		237,44 €	1.120,50 €	-883,07 €	0,00 €	-883,07 €	770,89 €	874,33 €	-779,63 €
5		240,88 €	1.100,10 €	-859,22 €	0,00 €	-859,22 €	792,47 €	874,33 €	-777,37 €
6		244,37 €	1.079,12 €	-834,74 €	0,00 €	-834,74 €	814,66 €	874,33 €	-775,08 €
7		247,91 €	1.057,53 €	-809,61 €	0,00 €	-809,61 €	837,47 €	874,33 €	-772,76 €
8		251,51 €	1.035,31 €	-783,80 €	0,00 €	-783,80 €	860,92 €	874,33 €	-770,40 €
9		255,16 €	1.012,46 €	-757,31 €	0,00 €	-757,31 €	885,03 €	874,33 €	-768,01 €
10		258,86 €	988,96 €	-730,10 €	0,00 €	-730,10 €	909,81 €	874,33 €	-765,58 €
11		262,61 €	964,78 €	-702,17 €	0,00 €	-702,17 €		874,33 €	172,16 €
12		266,42 €	966,09 €	-699,67 €	0,00 €	-699,67 €		874,33 €	174,66 €
13		270,28 €	530,25 €	-259,97 €	0,00 €	-259,97 €		437,16 €	177,19 €
14		274,20 €	94,44 €	179,76 €	62,92 €	116,84 €			116,84 €
15		278,18 €	95,81 €	182,37 €	63,83 €	118,54 €			118,54 €
16		282,21 €	97,20 €	185,01 €	64,75 €	120,26 €			120,26 €
17		286,30 €	98,61 €	187,69 €	65,69 €	122,00 €			122,00 €
18		290,45 €	100,04 €	190,41 €	66,64 €	123,77 €			123,77 €
19		294,66 €	101,49 €	193,18 €	67,61 €	125,56 €			125,56 €
20		298,94 €	102,96 €	195,98 €	68,59 €	127,38 €			127,38 €
21		303,27 €	104,45 €	198,82 €	69,59 €	129,23 €			129,23 €
22		307,67 €	105,97 €	201,70 €	70,60 €	131,11 €			131,11 €
23		312,13 €	107,50 €	204,63 €	71,62 €	133,01 €			133,01 €
24		316,66 €	109,06 €	207,59 €	72,66 €	134,94 €			134,94 €
25		321,25 €	110,64 €	210,60 €	73,71 €	136,89 €			136,89 €

Tabla 50. Cash Flow Autoconsumo. Silicio Amorfo.



- Teluro de Cadmio:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	15.035,18 €								-15.035,18 €
1		227,40 €	2.207,30 €	-1.979,90 €	0,00 €	-1.979,90 €	1.323,65 €	1.630,93 €	-1.672,62 €
2		230,70 €	2.172,49 €	-1.941,79 €	0,00 €	-1.941,79 €	1.360,72 €	1.630,93 €	-1.671,58 €
3		234,04 €	2.136,68 €	-1.902,63 €	0,00 €	-1.902,63 €	1.398,82 €	1.630,93 €	-1.670,52 €
4		237,44 €	2.099,83 €	-1.862,39 €	0,00 €	-1.862,39 €	1.437,98 €	1.630,93 €	-1.669,44 €
5		240,88 €	2.061,92 €	-1.821,04 €	0,00 €	-1.821,04 €	1.478,25 €	1.630,93 €	-1.668,35 €
6		244,37 €	2.022,91 €	-1.778,54 €	0,00 €	-1.778,54 €	1.519,64 €	1.630,93 €	-1.667,24 €
7		247,91 €	1.982,79 €	-1.734,87 €	0,00 €	-1.734,87 €	1.562,19 €	1.630,93 €	-1.666,12 €
8		251,51 €	1.941,50 €	-1.689,99 €	0,00 €	-1.689,99 €	1.605,93 €	1.630,93 €	-1.664,98 €
9		255,16 €	1.899,03 €	-1.643,87 €	0,00 €	-1.643,87 €	1.650,89 €	1.630,93 €	-1.663,83 €
10		258,86 €	1.855,33 €	-1.596,47 €	0,00 €	-1.596,47 €	1.697,12 €	1.630,93 €	-1.662,66 €
11		262,61 €	1.810,37 €	-1.547,76 €	0,00 €	-1.547,76 €		1.630,93 €	83,17 €
12		266,42 €	1.812,98 €	-1.546,56 €	0,00 €	-1.546,56 €		1.630,93 €	84,38 €
13		270,28 €	1.000,15 €	-729,87 €	0,00 €	-729,87 €		815,47 €	85,60 €
14		274,20 €	187,36 €	86,84 €	30,39 €	56,45 €			56,45 €
15		278,18 €	190,08 €	88,10 €	30,83 €	57,26 €			57,26 €
16		282,21 €	192,83 €	89,38 €	31,28 €	58,09 €			58,09 €
17		286,30 €	195,63 €	90,67 €	31,74 €	58,94 €			58,94 €
18		290,45 €	198,47 €	91,99 €	32,20 €	59,79 €			59,79 €
19		294,66 €	201,34 €	93,32 €	32,66 €	60,66 €			60,66 €
20		298,94 €	204,26 €	94,67 €	33,14 €	61,54 €			61,54 €



21		303,27 €	207,22 €	96,05 €	33,62 €	62,43 €			62,43 €
22		307,67 €	210,23 €	97,44 €	34,10 €	63,34 €			63,34 €
23		312,13 €	213,28 €	98,85 €	34,60 €	64,25 €			64,25 €
24		316,66 €	216,37 €	100,29 €	35,10 €	65,19 €			65,19 €
25		321,25 €	219,51 €	101,74 €	35,61 €	66,13 €			66,13 €

Tabla 51. Cash Flow Autoconsumo. Teluro de Cadmio.

1.5.3.- En base al RD413/2014

- Silicio monocristalino

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	14.454,69 €								-14.454,69 €
1		797,91 €	2.125,38 €	-1.327,48 €	0,00 €	-1.327,48 €	1.272,55 €	1.567,97 €	-1.032,06 €
2		809,45 €	2.091,97 €	-1.282,52 €	0,00 €	-1.282,52 €	1.308,18 €	1.567,97 €	-1.022,73 €
3		821,14 €	2.057,58 €	-1.236,44 €	0,00 €	-1.236,44 €	1.344,81 €	1.567,97 €	-1.013,28 €
4		832,98 €	2.022,21 €	-1.189,23 €	0,00 €	-1.189,23 €	1.382,46 €	1.567,97 €	-1.003,73 €
5		844,96 €	1.985,81 €	-1.140,85 €	0,00 €	-1.140,85 €	1.421,17 €	1.567,97 €	-994,05 €
6		857,10 €	1.948,36 €	-1.091,27 €	0,00 €	-1.091,27 €	1.460,97 €	1.567,97 €	-984,27 €
7		869,38 €	1.909,84 €	-1.040,46 €	0,00 €	-1.040,46 €	1.501,87 €	1.567,97 €	-974,36 €
8		881,81 €	1.870,20 €	-988,38 €	0,00 €	-988,38 €	1.543,92 €	1.567,97 €	-964,34 €
9		894,40 €	1.829,42 €	-935,01 €	0,00 €	-935,01 €	1.587,15 €	1.567,97 €	-954,20 €



10		907,14 €	1.787,46 €	-880,32 €	0,00 €	-880,32 €	1.631,60 €	1.567,97 €	-943,94 €
11		920,04 €	1.744,30 €	-824,25 €	0,00 €	-824,25 €		1.567,97 €	743,71 €
12		933,10 €	1.746,85 €	-813,75 €	0,00 €	-813,75 €		1.567,97 €	754,21 €
13		946,31 €	965,46 €	-19,15 €	0,00 €	-19,15 €		783,98 €	764,83 €
14		959,69 €	184,11 €	775,58 €	271,45 €	504,12 €			504,12 €
15		973,23 €	186,78 €	786,44 €	275,26 €	511,19 €			511,19 €
16		986,93 €	189,49 €	797,44 €	279,10 €	518,33 €			518,33 €
17		1.000,79 €	192,24 €	808,56 €	283,00 €	525,56 €			525,56 €
18		1.014,83 €	195,02 €	819,80 €	286,93 €	532,87 €			532,87 €
19		1.029,03 €	197,85 €	831,18 €	290,91 €	540,27 €			540,27 €
20		1.043,40 €	200,72 €	842,68 €	294,94 €	547,74 €			547,74 €
21		1.057,95 €	203,63 €	854,32 €	299,01 €	555,31 €			555,31 €
22		1.072,67 €	206,58 €	866,09 €	303,13 €	562,96 €			562,96 €
23		1.087,57 €	209,58 €	877,99 €	307,30 €	570,69 €			570,69 €
24		1.102,64 €	212,62 €	890,02 €	311,51 €	578,51 €			578,51 €
25		1.117,89 €	215,70 €	902,19 €	315,77 €	586,42 €			586,42 €

Tabla 52. Cash Flow RD413/2014. Silicio Monocristalino.

- Silicio policristalino

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	13.433,82 €								-13.433,82 €
1		797,17 €	1.977,90 €	-1.180,73 €	0,00 €	-1.180,73 €	1.182,67 €	1.457,23 €	-906,17 €
2		808,71 €	1.946,88 €	-1.138,17 €	0,00 €	-1.138,17 €	1.215,79 €	1.457,23 €	-896,73 €



3		820,39 €	1.914,96 €	-1.094,57 €	0,00 €	-1.094,57 €	1.249,83 €	1.457,23 €	-887,18 €
4		832,21 €	1.882,12 €	-1.049,91 €	0,00 €	-1.049,91 €	1.284,83 €	1.457,23 €	-877,51 €
5		844,19 €	1.848,33 €	-1.004,15 €	0,00 €	-1.004,15 €	1.320,80 €	1.457,23 €	-867,72 €
6		856,31 €	1.813,57 €	-957,26 €	0,00 €	-957,26 €	1.357,78 €	1.457,23 €	-857,82 €
7		868,58 €	1.777,81 €	-909,23 €	0,00 €	-909,23 €	1.395,80 €	1.457,23 €	-847,80 €
8		881,00 €	1.741,01 €	-860,00 €	0,00 €	-860,00 €	1.434,88 €	1.457,23 €	-837,66 €
9		893,58 €	1.703,15 €	-809,57 €	0,00 €	-809,57 €	1.475,06 €	1.457,23 €	-827,40 €
10		906,31 €	1.664,20 €	-757,89 €	0,00 €	-757,89 €	1.516,36 €	1.457,23 €	-817,02 €
11		919,20 €	1.624,13 €	-704,93 €	0,00 €	-704,93 €		1.457,23 €	752,30 €
12		932,24 €	1.626,55 €	-694,31 €	0,00 €	-694,31 €		1.457,23 €	762,92 €
13		945,44 €	900,39 €	45,06 €	15,77 €	29,29 €		728,61 €	757,90 €
14		958,81 €	174,26 €	784,54 €	274,59 €	509,95 €			509,95 €
15		972,33 €	176,79 €	795,54 €	278,44 €	517,10 €			517,10 €
16		986,02 €	179,35 €	806,67 €	282,33 €	524,34 €			524,34 €
17		999,88 €	181,95 €	817,92 €	286,27 €	531,65 €			531,65 €
18		1.013,90 €	184,59 €	829,31 €	290,26 €	539,05 €			539,05 €
19		1.028,09 €	187,27 €	840,82 €	294,29 €	546,53 €			546,53 €
20		1.042,45 €	189,98 €	852,47 €	298,36 €	554,10 €			554,10 €
21		1.056,99 €	192,74 €	864,25 €	302,49 €	561,76 €			561,76 €
22		1.071,69 €	195,53 €	876,16 €	306,66 €	569,50 €			569,50 €
23		1.086,58 €	198,37 €	888,21 €	310,87 €	577,33 €			577,33 €
24		1.101,64 €	201,25 €	900,39 €	315,14 €	585,25 €			585,25 €
25		1.116,88 €	204,16 €	912,71 €	319,45 €	593,26 €			593,26 €

Tabla 53. Cash Flow RD413/2014. Silicio Policristalino.



- Silicio amorfo

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	8.060,21 €								-8.060,21 €
1		292,89 €	1.178,34 €	-885,44 €	0,00 €	-885,44 €	709,60 €	874,33 €	-720,71 €
2		297,13 €	1.159,60 €	-862,47 €	0,00 €	-862,47 €	729,47 €	874,33 €	-717,61 €
3		301,43 €	1.140,33 €	-838,90 €	0,00 €	-838,90 €	749,89 €	874,33 €	-714,47 €
4		305,77 €	1.120,50 €	-814,73 €	0,00 €	-814,73 €	770,89 €	874,33 €	-711,29 €
5		310,17 €	1.100,10 €	-789,93 €	0,00 €	-789,93 €	792,47 €	874,33 €	-708,08 €
6		314,63 €	1.079,12 €	-764,49 €	0,00 €	-764,49 €	814,66 €	874,33 €	-704,82 €
7		319,14 €	1.057,53 €	-738,39 €	0,00 €	-738,39 €	837,47 €	874,33 €	-701,53 €
8		323,70 €	1.035,31 €	-711,61 €	0,00 €	-711,61 €	860,92 €	874,33 €	-698,21 €
9		328,33 €	1.012,46 €	-684,14 €	0,00 €	-684,14 €	885,03 €	874,33 €	-694,84 €
10		333,01 €	988,96 €	-655,95 €	0,00 €	-655,95 €	909,81 €	874,33 €	-691,43 €
11		337,74 €	964,78 €	-627,03 €	0,00 €	-627,03 €		874,33 €	247,30 €
12		342,54 €	966,09 €	-623,55 €	0,00 €	-623,55 €		874,33 €	250,78 €
13		347,40 €	530,25 €	-182,86 €	0,00 €	-182,86 €		437,16 €	254,30 €
14		352,31 €	94,44 €	257,87 €	90,25 €	167,62 €			167,62 €
15		357,28 €	95,81 €	261,47 €	91,52 €	169,96 €			169,96 €
16		362,32 €	97,20 €	265,12 €	92,79 €	172,33 €			172,33 €
17		367,42 €	98,61 €	268,81 €	94,08 €	174,72 €			174,72 €
18		372,57 €	100,04 €	272,54 €	95,39 €	177,15 €			177,15 €
19		377,79 €	101,49 €	276,31 €	96,71 €	179,60 €			179,60 €
20		383,08 €	102,96 €	280,12 €	98,04 €	182,08 €			182,08 €
21		388,43 €	104,45 €	283,97 €	99,39 €	184,58 €			184,58 €



22		393,84 €	105,97 €	287,87 €	100,75 €	187,12 €			187,12 €
23		399,31 €	107,50 €	291,81 €	102,13 €	189,68 €			189,68 €
24		404,86 €	109,06 €	295,79 €	103,53 €	192,27 €			192,27 €
25		410,47 €	110,64 €	299,82 €	104,94 €	194,88 €			194,88 €

Tabla 54. Cash Flow RD413/2014. Silicio Amorfo.

- Teluro de Cadmio

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	15.035,18 €								-15.035,18 €
1		766,18 €	2.207,30 €	-1.441,12 €	0,00 €	-1.441,12 €	1.323,65 €	1.630,93 €	-1.133,84 €
2		777,27 €	2.172,49 €	-1.395,22 €	0,00 €	-1.395,22 €	1.360,72 €	1.630,93 €	-1.125,00 €
3		788,50 €	2.136,68 €	-1.348,18 €	0,00 €	-1.348,18 €	1.398,82 €	1.630,93 €	-1.116,06 €
4		799,86 €	2.099,83 €	-1.299,97 €	0,00 €	-1.299,97 €	1.437,98 €	1.630,93 €	-1.107,02 €
5		811,37 €	2.061,92 €	-1.250,55 €	0,00 €	-1.250,55 €	1.478,25 €	1.630,93 €	-1.097,86 €
6		823,01 €	2.022,91 €	-1.199,90 €	0,00 €	-1.199,90 €	1.519,64 €	1.630,93 €	-1.088,60 €
7		834,80 €	1.982,79 €	-1.147,98 €	0,00 €	-1.147,98 €	1.562,19 €	1.630,93 €	-1.079,23 €
8		846,74 €	1.941,50 €	-1.094,76 €	0,00 €	-1.094,76 €	1.605,93 €	1.630,93 €	-1.069,75 €
9		858,82 €	1.899,03 €	-1.040,21 €	0,00 €	-1.040,21 €	1.650,89 €	1.630,93 €	-1.060,16 €
10		871,05 €	1.855,33 €	-984,28 €	0,00 €	-984,28 €	1.697,12 €	1.630,93 €	-1.050,46 €
11		883,43 €	1.810,37 €	-926,95 €	0,00 €	-926,95 €		1.630,93 €	703,99 €
12		895,96 €	1.812,98 €	-917,02 €	0,00 €	-917,02 €		1.630,93 €	713,92 €



13		908,64 €	1.000,15 €	-91,51 €	0,00 €	-91,51 €		815,47 €	723,96 €
14		921,47 €	187,36 €	734,11 €	256,94 €	477,17 €			477,17 €
15		934,46 €	190,08 €	744,39 €	260,54 €	483,85 €			483,85 €
16		947,61 €	192,83 €	754,78 €	264,17 €	490,61 €			490,61 €
17		960,91 €	195,63 €	765,29 €	267,85 €	497,44 €			497,44 €
18		974,38 €	198,47 €	775,91 €	271,57 €	504,34 €			504,34 €
19		988,00 €	201,34 €	786,66 €	275,33 €	511,33 €			511,33 €
20		1.001,79 €	204,26 €	797,53 €	279,13 €	518,39 €			518,39 €
21		1.015,74 €	207,22 €	808,52 €	282,98 €	525,54 €			525,54 €
22		1.029,86 €	210,23 €	819,63 €	286,87 €	532,76 €			532,76 €
23		1.044,14 €	213,28 €	830,86 €	290,80 €	540,06 €			540,06 €
24		1.058,60 €	216,37 €	842,23 €	294,78 €	547,45 €			547,45 €
25		1.073,22 €	219,51 €	853,71 €	298,80 €	554,91 €			554,91 €

Tabla 55. Cash Flow RD413/2014. Teluro de Cadmio.



1.6.- Análisis de sensibilidad

1.6.1.- RD24-2013

No tiene sentido hacer el análisis de viabilidad para estas alternativas ya que ninguna de ellas es rentable.

1.6.2.- Borrador autoconsumo

No tiene sentido hacer el análisis de viabilidad para estas alternativas ya que ninguna de ellas es rentable.

1.6.3.- En base al RD413/2014

Para esta última alternativa, tampoco tiene sentido ya que no es rentable en ningún caso.



2.- Análisis económico para la instalación aislada

2.1.- Presupuesto de inversión

A continuación mostraremos el presupuesto de inversión, correspondiente para cada tecnología fotovoltaica excepto para la de a-Si, por lo que comentamos en el Anexo I apartado 4.2.3.1. También comentar que las tecnologías silicio monocristalino y policristalino van de la mano debido a que los módulos expuestos tienen la misma potencia pico y por tanto son el mismo número de módulos los que se necesitan para satisfacer las necesidades energéticas.

- Silicio monocristalino y policristalino:

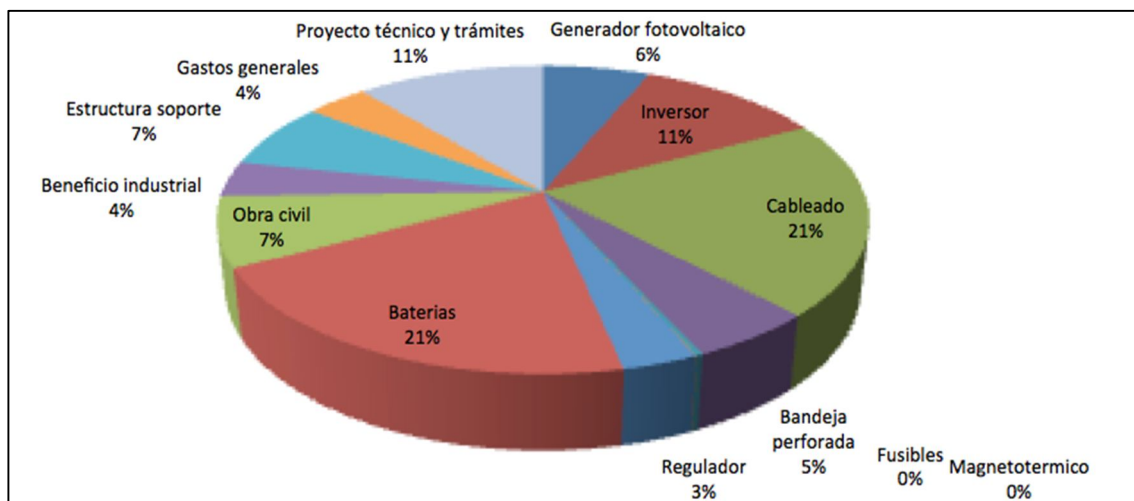
Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	8	171,00 €	1.368,00 €
Inversor STP 8000 TL-20	1	2.365,23 €	2.365,23 €
Subtotal			3.733,23 €
Regulador			
Regulador de carga FLEXmas FM80-150VDC	1	681,91 €	681,91 €
Subtotal			681,91 €
Baterías			
Bateria estacionaria 12VOpzs Solar power de 1070 A·h c100/1,85(V)	8	550,00 €	4.400,00 €
Subtotal			4.400,00 €
Bandeja perforada			
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones AC, incluyendo tapa	80	14,25 €	1.140,00 €
Subtotal			1.140,00 €
Cableado			
Cableado de cobre 2,5mm ² RV-k0,6/1kV	20	1,40 €	28,00 €
Cableado de cobre 70 mm ² RV-k0,6/1kV	10	1,55 €	15,50 €
Cableado de cobre 120mm ² RV-k0,6/1kV	100	37,48 €	3.748,00 €
Cableado de cobre 240mm ² RV-k0,6/1kV	10	65,39 €	653,90 €



Subtotal			4.445,40 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 80 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	42,56 €	42,56 €
Magnetotermico 40 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	14,25 €	14,25 €
Subtotal			56,81 €
Fusibles			
Fusible 80 (A) DC, Cylindrical type AM	1	4,81 €	4,81 €
Fusible 40 (A) AC, Cylindrical type gG	1	1,95 €	1,95 €
Subtotal			6,76 €
Estructura soporte			
Estructura metalica completa	1	1.500,00 €	1.500,00 €
Subtotal			1.500,00 €
TOTAL			15.964,11 €
Obra civil	10,00%		1.596,41 €
Beneficio industrial	5,00%		798,21 €
Gastos generales	5,00%		798,21 €
Proyecto técnico y trámites	15,00%		2.394,62 €
I.V.A.	21,00%		3.352,46 €
TOTAL			24.904,01 €

Tabla 56. Presupuesto de Inversión. Silicio Monocristalin y Policristalino Aislados.

Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



- Teluro de Cadmio:

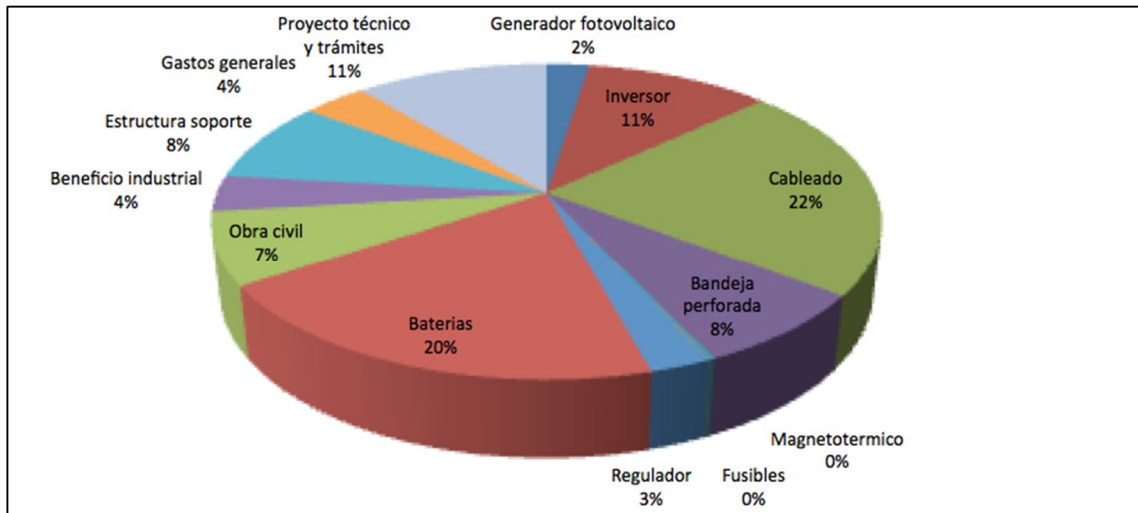


Elementos	Unidades	Precio unitario	Precio total
Generador fotovoltaico			
Módulos fotovoltaicos	24	22,50 €	540,00 €
Inversor STP 8000 TL-20	1	2.365,23 €	2.365,23 €
Subtotal			2.905,23 €
Regulador			
Regulador de carga FLEXmas FM60-150VDC	1	549,56 €	549,56 €
Subtotal			549,56 €
Baterías			
Bateria estacionaria 12VOpzs Solar power de 1070 A-h c100/1,85(V)	8	550,00 €	4.400,00 €
Subtotal			4.400,00 €
Bandeja perforada			
Bandeja perforada de 200x60 mm para conducciones DC, incluyendo tapa	120	14,25 €	1.710,00 €
Subtotal			1.710,00 €
Cableado			
Cableado de cobre 2,5mm ² RV-k0,6/1kV	20	1,40 €	28,00 €
Cableado de cobre 50 mm ² RV-k0,6/1kV	10	6,03 €	60,30 €
Cableado de cobre 95mm ² RV-k0,6/1kV	160	25,94 €	4.150,40 €
Cableado de cobre 240mm ² RV-k0,6/1kV	10	65,39 €	653,90 €
Subtotal			4.892,60 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 60 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	35,14 €	35,14 €
Magnetotermico 40 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	14,25 €	14,25 €
Subtotal			49,39 €
Fusibles			
Fusible 60 (A) DC, Cylindrical type AM	1	4,23 €	4,23 €
Fusible 40 (A) AC, Cylindrical type gG	1	1,95 €	1,95 €
Subtotal			6,18 €
Estructura soporte			
Estructura metalica completa	1	1.850,00 €	1.850,00 €
Subtotal			1.850,00 €
TOTAL			16.362,96 €
Obra civil	10,00%		1.636,30 €
Beneficio industrial	5,00%		818,15 €
Gastos generales	5,00%		818,15 €
Proyecto técnico y trámites	15,00%		2.454,44 €
I.V.A.	21,00%		3.436,22 €
TOTAL			25.526,22 €

Tabla 57. Presupuesto de Inversión. Teluro de Cadmio Aislado.



Si mostramos el porcentaje de lo que representa cada parte de la instalación, tendríamos lo siguiente:



2.2.- Datos de financiación

Para este apartado es importante destacar que tendremos dos tipos de financiación; una para la instalación y que va desde el año 1 hasta el 10, y otra para la segunda tanda de baterías que va desde el año 10 al 15.

- Silicio monocristalino y policristalino:

- Datos de financiación de la instalación:

Período	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				12.452,01 €	
1	1.444,89 €	348,66 €	1.096,24 €	11.355,77 €	1.096,24 €
2	1.444,89 €	317,96 €	1.126,93 €	10.228,83 €	2.223,17 €
3	1.444,89 €	286,41 €	1.158,49 €	9.070,35 €	3.381,66 €
4	1.444,89 €	253,97 €	1.190,92 €	7.879,42 €	4.572,58 €
5	1.444,89 €	220,62 €	1.224,27 €	6.655,15 €	5.796,85 €
6	1.444,89 €	186,34 €	1.258,55 €	5.396,60 €	7.055,40 €



7	1.444,89 €	151,10 €	1.293,79 €	4.102,81 €	8.349,19 €
8	1.444,89 €	114,88 €	1.330,02 €	2.772,80 €	9.679,21 €
9	1.444,89 €	77,64 €	1.367,26 €	1.405,54 €	11.046,47 €
10	1.444,89 €	39,36 €	1.405,54 €	- €	12.452,01 €

Tabla 58. Financiación de Instalación. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.

- Datos de financiación de la segunda tanda de baterías:

Año	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				2.200,00 €	
1	477,64 €	61,60 €	416,04 €	1.783,96 €	416,04 €
2	477,64 €	49,95 €	427,69 €	1.356,27 €	843,73 €
3	477,64 €	37,98 €	439,66 €	916,61 €	1.283,39 €
4	477,64 €	25,66 €	451,98 €	464,63 €	1.735,37 €
5	477,64 €	13,01 €	464,63 €	-0,00 €	2.200,00 €

Tabla 59. Financiación de 2ªBaterías. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.

- Teluro de cadmio:

- Datos de financiación de la instalación:

Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				12.763,11 €	
1	1.480,99 €	357,37 €	1.123,63 €	11.639,48 €	1.123,63 €
2	1.480,99 €	325,91 €	1.155,09 €	10.484,39 €	2.278,72 €
3	1.480,99 €	293,56 €	1.187,43 €	9.296,96 €	3.466,15 €
4	1.480,99 €	260,31 €	1.220,68 €	8.076,28 €	4.686,83 €
5	1.480,99 €	226,14 €	1.254,86 €	6.821,43 €	5.941,68 €
6	1.480,99 €	191,00 €	1.289,99 €	5.531,43 €	7.231,68 €
7	1.480,99 €	154,88 €	1.326,11 €	4.205,32 €	8.557,79 €
8	1.480,99 €	117,75 €	1.363,25 €	2.842,07 €	9.921,04 €
9	1.480,99 €	79,58 €	1.401,42 €	1.440,66 €	11.322,45 €
10	1.480,99 €	40,34 €	1.440,66 €	-0,00 €	12.763,11 €

Tabla 60. Financiación de Instalación. Teluro de Cadmio Aislado.

- Datos de financiación de la segunda tanda de baterías:

Período	Cuota Mensual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				2.200,00 €	



1	477,64 €	61,60 €	416,04 €	1.783,96 €	416,04 €
2	477,64 €	49,95 €	427,69 €	1.356,27 €	843,73 €
3	477,64 €	37,98 €	439,66 €	916,61 €	1.283,39 €
4	477,64 €	25,66 €	451,98 €	464,63 €	1.735,37 €
5	477,64 €	13,01 €	464,63 €	-0,00 €	2.200,00 €

Tabla 61. Financiación de 2ª Baterías. Teluro de Cadmio Aislado.

2.3.- Costes de explotación

2.3.1.- Costes de funcionamiento del primer año

Igual que en el apartado 1.3.1, la única diferencia que estriba con el anterior, es que ahora en instalación aislada no tenemos costes de depreciación.

2.3.2.- Costes financieros

Son los intereses fruto de la financiación de la instalación y de la segunda tanda de baterías.

2.3.2.- Costes anuales.

Destacar la columna "Ahorro consumo propio". Este sería el ahorro que me supondría no tener que pagar la factura de la electricidad al generar yo mismo la electricidad que consumo.

- Silicio monocristalino y policristalino:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Ahorro consumo propio	Costes anuales
1	122,42 €	348,66 €	566,27 €	-95,20 €
2	124,19 €	317,96 €	574,48 €	-132,33 €
3	125,99 €	286,41 €	582,81 €	-170,41 €
4	127,82 €	253,97 €	591,26 €	-209,47 €
5	129,67 €	220,62 €	599,83 €	-249,54 €
6	131,55 €	186,34 €	608,53 €	-290,64 €
7	133,46 €	151,10 €	617,36 €	-332,79 €
8	135,40 €	114,88 €	626,31 €	-376,03 €
9	137,36 €	77,64 €	635,39 €	-420,39 €
10	139,35 €	39,36 €	644,60 €	-465,90 €
11	141,37 €	61,60 €	653,95 €	-450,98 €
12	143,42 €	49,95 €	663,43 €	-470,06 €



13	145,50 €	37,98 €	673,05 €	-489,58 €
14	147,61 €	25,66 €	682,81 €	-509,54 €
15	149,75 €	13,01 €	692,71 €	-529,95 €
16	151,92 €		702,76 €	-550,83 €
17	154,12 €		712,95 €	-558,82 €
18	156,36 €		723,28 €	-566,92 €
19	158,63 €		733,77 €	-575,14 €
20	160,93 €		744,41 €	-583,48 €
21	163,26 €		755,20 €	-591,94 €
22	165,63 €		766,15 €	-600,53 €
23	168,03 €		777,26 €	-609,24 €
24	170,47 €		788,53 €	-618,07 €
25	172,94 €		799,97 €	-627,03 €

Tabla 62. Costes anuales. Monocristalino y Policristalino Aislados.

- Teluro de Cadmio:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Ahorro consumo propio	Costes anuales
1	123,70 €	357,37 €	566,27 €	-85,20 €
2	125,50 €	325,91 €	574,48 €	-123,08 €
3	127,32 €	293,56 €	582,81 €	-161,93 €
4	129,16 €	260,31 €	591,26 €	-201,78 €
5	131,04 €	226,14 €	599,83 €	-242,66 €
6	132,94 €	191,00 €	608,53 €	-284,60 €
7	134,86 €	154,88 €	617,36 €	-327,61 €
8	136,82 €	117,75 €	626,31 €	-371,74 €
9	138,80 €	79,58 €	635,39 €	-417,01 €
10	140,82 €	40,34 €	644,60 €	-463,45 €
11	142,86 €	61,60 €	653,95 €	-449,49 €
12	144,93 €	49,95 €	663,43 €	-468,55 €
13	147,03 €	37,98 €	673,05 €	-488,04 €
14	149,16 €	25,66 €	682,81 €	-507,98 €
15	151,33 €	13,01 €	692,71 €	-528,37 €
16	153,52 €		702,76 €	-549,23 €
17	155,75 €		712,95 €	-557,20 €
18	158,01 €		723,28 €	-565,28 €
19	160,30 €		733,77 €	-573,47 €
20	162,62 €		744,41 €	-581,79 €
21	164,98 €		755,20 €	-590,23 €
22	167,37 €		766,15 €	-598,78 €
23	169,80 €		777,26 €	-607,47 €
24	172,26 €		788,53 €	-616,27 €



25	174,76 €		799,97 €	-625,21 €
----	----------	--	----------	-----------

Tabla 63. Costes anuales. Teluro de Cadmio Aislado.

2.4.- Cash-flow

- Silicio monocristalino y policristalino:



AÑO	Inversión	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow
0	12.452,01 €						-12.452,01 €
1		-95,20 €	95,20 €	0,00 €	95,20 €	1.096,24 €	-1.001,04 €
2		-132,33 €	132,33 €	0,00 €	132,33 €	1.126,93 €	-994,60 €
3		-170,41 €	170,41 €	0,00 €	170,41 €	1.158,49 €	-988,08 €
4		-209,47 €	209,47 €	0,00 €	209,47 €	1.190,92 €	-981,45 €
5		-249,54 €	249,54 €	0,00 €	249,54 €	1.224,27 €	-974,73 €
6		-290,64 €	290,64 €	0,00 €	290,64 €	1.258,55 €	-967,91 €
7		-332,79 €	332,79 €	0,00 €	332,79 €	1.293,79 €	-961,00 €
8		-376,03 €	376,03 €	0,00 €	376,03 €	1.330,02 €	-953,98 €
9		-420,39 €	420,39 €	0,00 €	420,39 €	1.367,26 €	-946,86 €
10	2.200 €	-465,90 €	465,90 €	0,00 €	465,90 €	1.405,54 €	-939,64 €
11		-450,98 €	450,98 €	0,00 €	450,98 €	416,04 €	34,94 €
12		-470,06 €	470,06 €	0,00 €	470,06 €	427,69 €	42,37 €
13		-489,58 €	489,58 €	0,00 €	489,58 €	439,66 €	49,91 €
14		-509,54 €	509,54 €	0,00 €	509,54 €	451,98 €	57,56 €
15		-529,95 €	529,95 €	0,00 €	529,95 €	464,63 €	65,32 €
16		-550,83 €	550,83 €	0,00 €	550,83 €		550,83 €
17		-558,82 €	558,82 €	0,00 €	558,82 €		558,82 €
18		-566,92 €	566,92 €	0,00 €	566,92 €		566,92 €
19		-575,14 €	575,14 €	0,00 €	575,14 €		575,14 €
20		-583,48 €	583,48 €	0,00 €	583,48 €		583,48 €
21		-591,94 €	591,94 €	0,00 €	591,94 €		591,94 €
22		-600,53 €	600,53 €	0,00 €	600,53 €		600,53 €
23		-609,24 €	609,24 €	0,00 €	609,24 €		609,24 €
24		-618,07 €	618,07 €	0,00 €	618,07 €		618,07 €



25		-627,03 €	627,03 €	0,00 €	627,03 €		627,03 €
----	--	-----------	----------	--------	----------	--	----------

Tabla 64. Cash Flow. Silicio Monocristalino y Policristalino Aislados.

- Teluro de Cadmio:

AÑO	Inversión	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow
0	12.763,11 €						-12.763,11 €
1		-85,20 €	85,20 €	0,00 €	85,20 €	1.123,63 €	-1.038,43 €
2		-123,08 €	123,08 €	0,00 €	123,08 €	1.155,09 €	-1.032,01 €
3		-161,93 €	161,93 €	0,00 €	161,93 €	1.187,43 €	-1.025,50 €
4		-201,78 €	201,78 €	0,00 €	201,78 €	1.220,68 €	-1.018,90 €
5		-242,66 €	242,66 €	0,00 €	242,66 €	1.254,86 €	-1.012,20 €
6		-284,60 €	284,60 €	0,00 €	284,60 €	1.289,99 €	-1.005,40 €
7		-327,61 €	327,61 €	0,00 €	327,61 €	1.326,11 €	-998,50 €
8		-371,74 €	371,74 €	0,00 €	371,74 €	1.363,25 €	-991,51 €
9		-417,01 €	417,01 €	0,00 €	417,01 €	1.401,42 €	-984,41 €
10	2.200 €	-463,45 €	463,45 €	0,00 €	463,45 €	1.440,66 €	-977,21 €
11		-449,49 €	449,49 €	0,00 €	449,49 €	416,04 €	33,45 €
12		-468,55 €	468,55 €	0,00 €	468,55 €	427,69 €	40,86 €
13		-488,04 €	488,04 €	0,00 €	488,04 €	439,66 €	48,38 €
14		-507,98 €	507,98 €	0,00 €	507,98 €	451,98 €	56,01 €
15		-528,37 €	528,37 €	0,00 €	528,37 €	464,63 €	63,74 €
16		-549,23 €	549,23 €	0,00 €	549,23 €		549,23 €
17		-557,20 €	557,20 €	0,00 €	557,20 €		557,20 €
18		-565,28 €	565,28 €	0,00 €	565,28 €		565,28 €
19		-573,47 €	573,47 €	0,00 €	573,47 €		573,47 €



20		-581,79 €	581,79 €	0,00 €	581,79 €		581,79 €
21		-590,23 €	590,23 €	0,00 €	590,23 €		590,23 €
22		-598,78 €	598,78 €	0,00 €	598,78 €		598,78 €
23		-607,47 €	607,47 €	0,00 €	607,47 €		607,47 €
24		-616,27 €	616,27 €	0,00 €	616,27 €		616,27 €
25		-625,21 €	625,21 €	0,00 €	625,21 €		625,21 €

Tabla 65. Cash Flow. Teluro de Cadmio Aislado.



2.5.- Análisis de sensibilidad

No tiene sentido aplicar el análisis de sensibilidad puesto que no es rentable ninguno de los casos.



Bibliografía

1. **IDAE.** *Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Analisis del consumo energético del sector residencial en Espana, Informe Final, Ministerio de Industria, Energia y Turismo, 2011.*
2. **IEA.** *Technology RoadMap. Energy-efficient Buildings.* 2011.
3. **BOE.** *REAL DECRETO 614/2001 de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.* 2011.
4. **Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía.** *Zonificación climática en función de la radiación solar global.* 2011.
5. **SFE SOLAR.** Comparativa de paneles fotovoltaicos. www.sfe-solar.com.
6. **IEA.** «*Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy.* 2009 : s.n.
7. **IEA-ETSAP e IRENA.** *Solar Photovoltaics Technology Brief E11 .* 2013.
8. **OMIE.** WWW.OMIE.ES. 2004-2014.
9. **BOE.** *REAL DECRETO 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* Madrid : s.n.
10. **BOE.** *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*
11. **Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE5. Contribución fotovoltaica mínima de Energía eléctrica.**
12. **PVSYST.** www.pvsyst.com.
13. **Sunny Design.** www.sunnydesignweb.com/.
14. **AEMET.** www.aemet.es.
15. **REBT.** www.topcable.com.
16. **IEA.** *Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy.* s.l. : IEA, 2009.
17. *Solar Photovoltaics Technology Brief E11.* s.l. : IEA-ETSAP and IRENA, January 2013.
18. **IDAE.** *Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Analisis del consumo energético del sector residencial en Espana, Informe Final.* s.l. : Ministerio de Industria, Energia y Turismo, 2011.



ANEXO III: PLANOS

ANEXO IV: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

ANEXO V: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS REGULADORES

ANEXO VI: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES

ANEXO VII: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LAS BATERIAS

ANEXO VIII: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES.

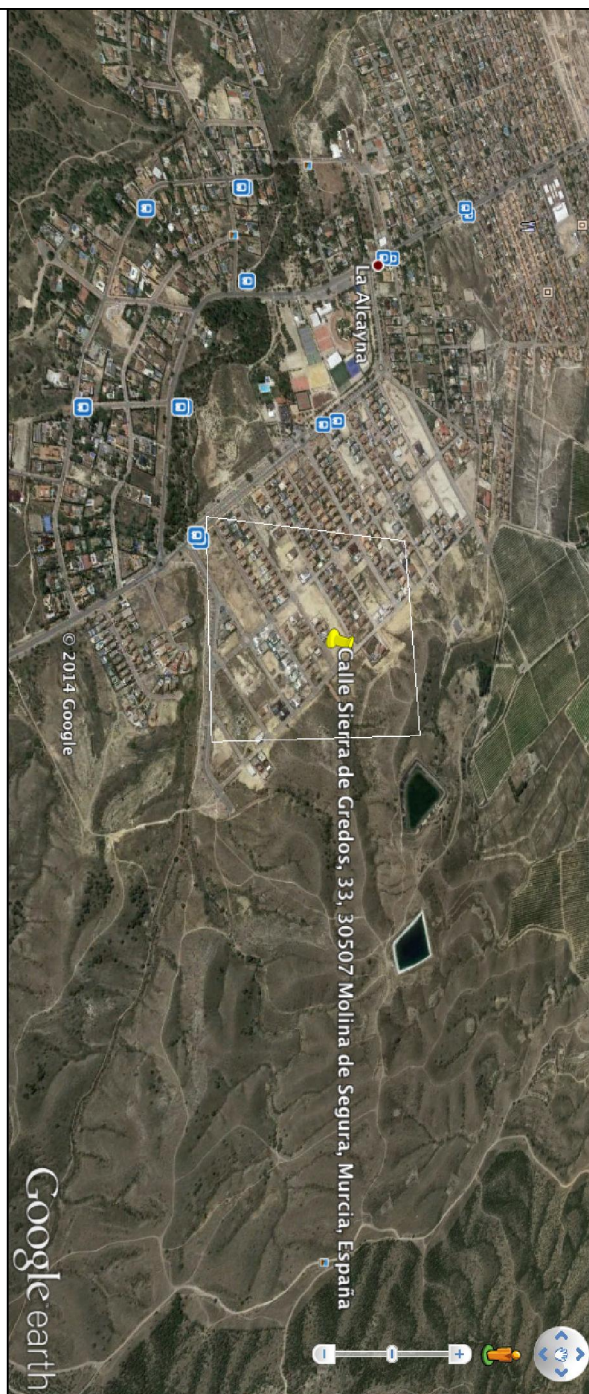
<https://www.dropbox.com/s/ndkyi677txh48r3/VIII.-%20Conductores.pdf?dl=0>


ANEXO IX: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS FUSIBLES

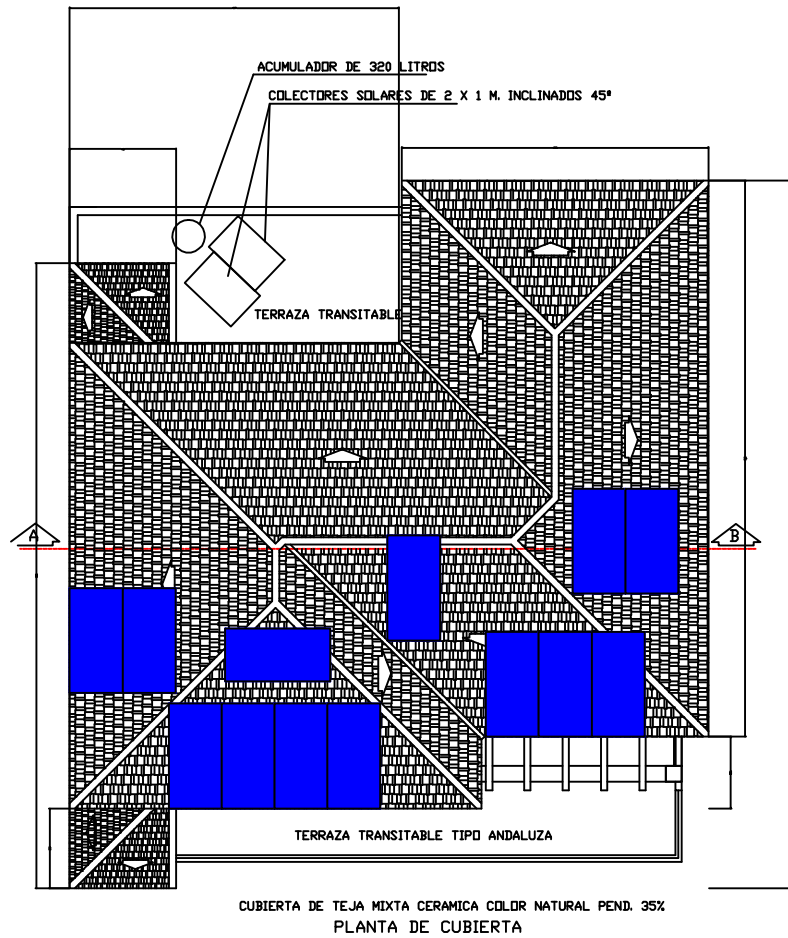
ANEXO X: TABLAS DE CARACTERISTICAS DE LOS MAGNETOTERMICOS

ANEXO XI: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y SISTEMAS DE FIJACIÓN HOOK


ANEXO XII: BORRADOR RD AUTOCONSUMO

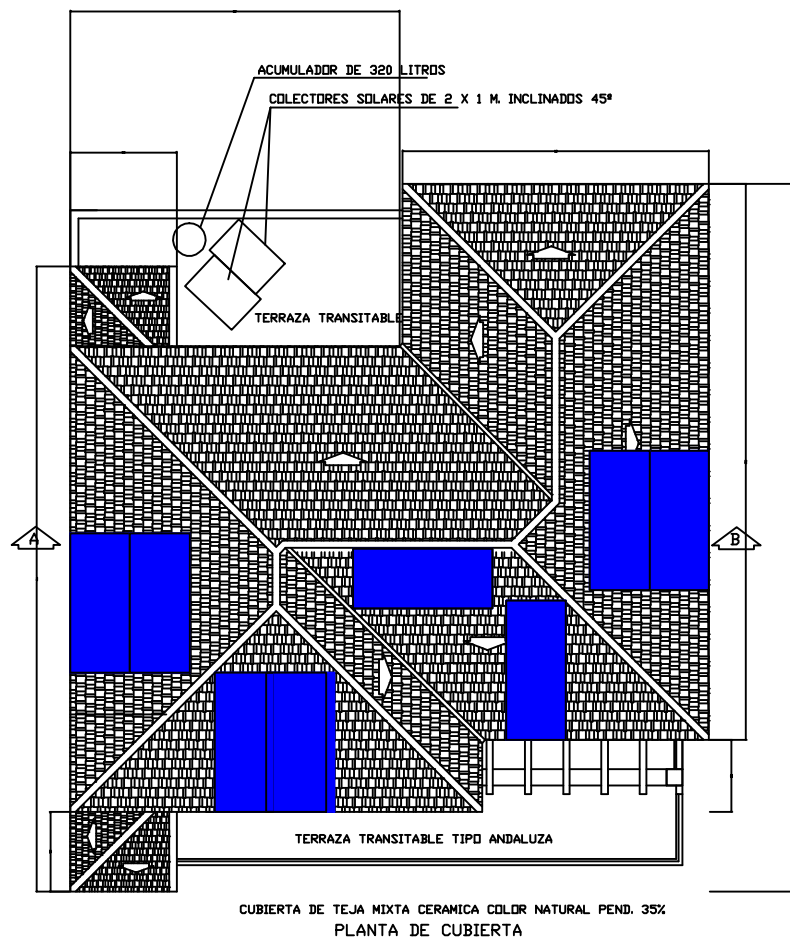


	UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA		NºPLANO	
	ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR SITUADA EN MOLINA DE SEGURA, MURCIA		1	
ESCALA	EMPLAZAMIENTO			
N/A				
Nombre del Ingeniero		SERGIO LOPEZ PALAZON	FIRMA	
Fecha	03/09/2014	D.N.I		48523058-G




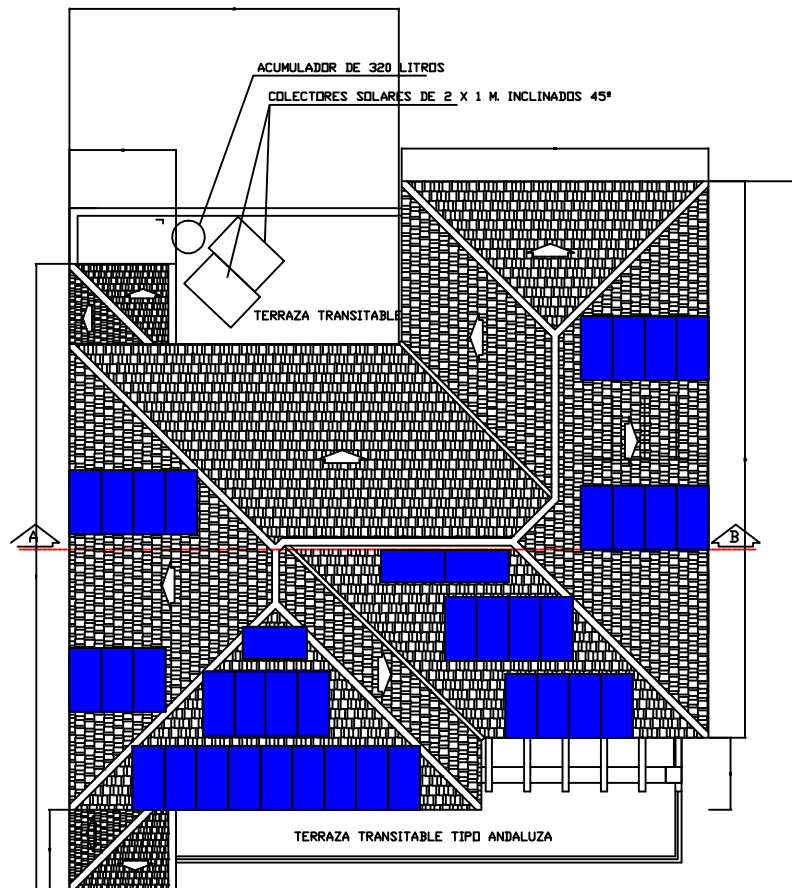
TECNOLOGIA: SILICIO MONOCRISTALINO Y POLICRISTALINO.

	UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA		NºPLANO
	ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR SITUADA EN MOLINA DE SEGURA, MURCIA		2
ESCALA	DISPOSICIÓN MODULOS FOTOVOLTAICOS		
N/A			
Nombre del Ingeniero	SERGIO LOPEZ PALAZON		FIRMA
Fecha	03/09/2014	D.N.I	



TECNOLOGIA: SILICIO AMORFO

	UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA		NºPLANO
	ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR SITUADA EN MOLINA DE SEGURA, MURCIA		3
ESCALA	DISPOSICION MODULOS FOTOVOLTAICOS		
N/A			
Nombre del Ingeniero	SERGIO LOPEZ PALAZON		FIRMA
Fecha	03/09/2014	D.N.I	



TECNOLOGIA: TELURO DE CADMIO



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA

NºPLANO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR SITUADA EN MOLINA DE SEGURA, MURCIA

4

ESCALA

N/A

DISPOSICION MODULOS FOTOVOLTAICOS

Nombre del Ingeniero

SERGIO LOPEZ PALAZON

FIRMA

Fecha

03/09/2014

D.N.I

48523058-G

STP285 - 24/Vd



Solar powering a green future™

285 Watt

POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE

Features



High module conversion efficiency

(up to 14.7%), through superior cell technology and leading manufacturing capability



Positive tolerance

Guaranteed positive tolerance from 0~5% ensures power output reliability



Suntech's TruPower™

Suntech's TruPower™ process neutralizes the initial LID effect



Excellent weak light performance

Excellent performance under low light environments (mornings, evenings, and cloudy days)



Withstand high wind and snow loads

Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Suntech current sorting process

All Suntech modules sorted and packaged by amperage, maximizing system output by reducing mismatch losses by up to 2%



Certifications and standards:

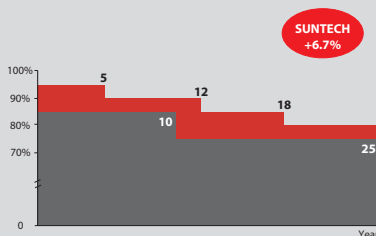
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



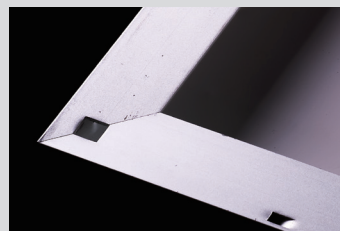
Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World's No.1 manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivalled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards : ISO 9001: 2008 and ISO 14001: 2004

Industry-leading warranty



- Warrants 6.7% more power than the market standard over 25 years
- 25-year transferrable power output warranty: 5 years/95%, 12 years/90%, 18 years/85%, 25 years/80% **
- Based on nominal power
- 5 years material and workmanship warranty



Specially designed drainage holes and rigid construction prevent frame from deforming or breaking due to freezing weather and other forces.

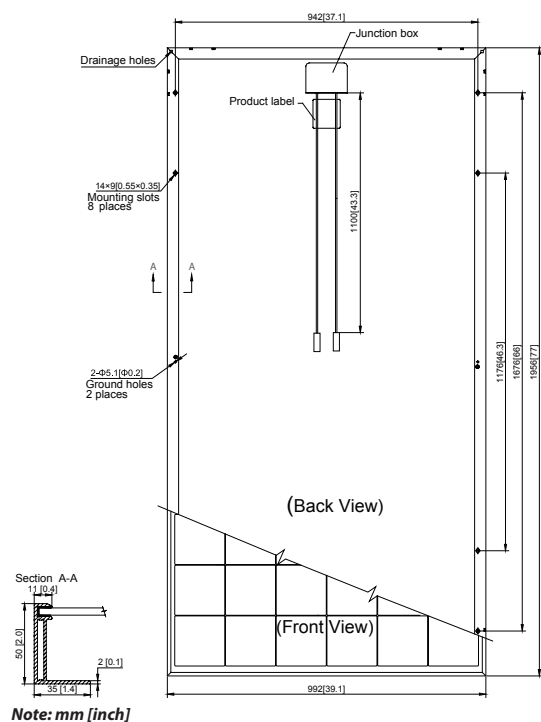


Latest IP67 rated junction box improves module performance stability. High performance connectors provide low resistance interconnection to ensure the full utilization of module power output.

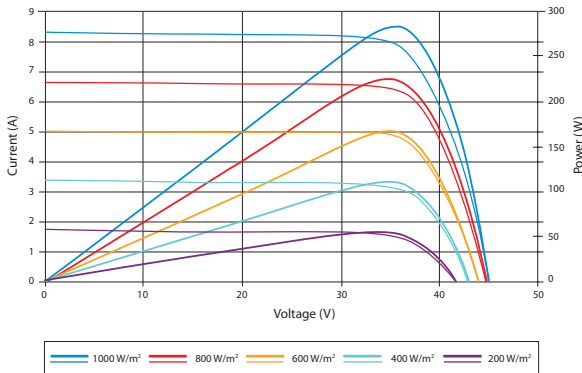
* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.

** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP285 - 24/Vd



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (285-24)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiance intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), 95.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.44 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.055 %/°C

Dealer information

Electrical Characteristics

STC	STP285-24/Vd
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.8 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.95 A
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.8 V
Short - Circuit Current (Isc)	8.37 A
Maximum Power at STC (Pmax)	285 W
Module Efficiency	14.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC) / 600 V DC (UL)
Maximum Series Fuse Rating	20 A
Power Tolerance	0/+5 %

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Power measurement tolerance: ± 3%

NOCT	STP285-24/Vd
Maximum Power (W)	208 W
Maximum Power Voltage (V)	32.2 V
Maximum Power Current (A)	6.45 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.2 V
Short Circuit Current (Isc)	6.78 A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s;
Power measurement tolerance: ± 3%

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1956 × 992 × 50 mm (77.0 × 39.1 × 2.0 inches)
Weight	27.0 kgs (59.5 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67 rated
	TUV (2Pfg1169:2007), UL 4703, UL 44
Output Cables	4.0 mm² (0.006 inches²), symmetrical lengths (-) 1100 mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	RADOX® SOLAR integrated twist locking connectors

Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	21	21	21
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	105	252	504

First Solar® FS Series 3™ Black PV Module

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m ²
Leadwire	2.5mm ² or 4.0mm ² , 610mm
Connectors	MC4 ³
Bypass Diode	None
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 154 active cells
Frame Material	None
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass
Encapsulation	Laminate material with edge seal

Contact Info:

First Solar
Tel (US): 877 850 3757 Email: info@firstsolar.com

First Solar® FS Series 3™ Black PV Modules represent the latest advancements in thin film solar module technology. The Series 3 Black modules are IEC 61646 and IEC 61730 certified for use in systems up to 1000 VDC, and meet the requirements of Safety Class II. First Solar provides cost effective thin film module solutions to leading solar project developers and system integrators for large scale, grid-connected solar power plants. First Solar Warranty Affairs provides technical support and comprehensive product documentation to support the design, installation, and long term operations of high performance PV systems.

High Performance PV System Solutions

Key Features:

- Produces high energy output across a wide range of climatic conditions with excellent temperature and spectral response characteristics
- Proven to perform as predicted with a high Performance Ratio (PR)
- Frameless laminate is robust, cost-effective and recyclable, and does not require module grounding
- Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 quality and environmental management standards
- Enhanced accelerated life testing performance and robustness in hot climates and harsh operating conditions as demonstrated by Thresher and Long-Term Sequential tests



Warranty:

- Material and workmanship warranty for ten (10) years and a power output warranty of 90% of the nominal output power rating ($P_{MPP} \pm 5\%$) during the first ten (10) years and 80% during twenty-five (25) years subject to the warranty terms and conditions.

Recycling:

- Modules can be recycled easily via First Solar recycling services or customer selected third party recycling.

For applications in North America please refer to the NA datasheet (PD-5-401-03 NA).



Electrical Specifications

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC ^{1*}						
Nominal Values		FS-385	FS-387	FS-390	FS-392	FS-395
Nominal Power(+/-5%)	P _{MPP} (W)	85.0	87.5	90.0	92.5	95.0
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	46.4	47.0	47.4	47.7	47.5
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.83	1.86	1.90	1.94	2.00
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	60.5	60.5	60.5	60.5	60.5
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.94	1.99	2.06	2.11	2.17
Maximum System Voltage	V _{SYS} (V)	1000				
Limiting Reverse Current	I _R (A)	3.5				
Maximum Series Fuse	I _{CF} (A)	3.5				

TEMPERATURE CHARACTERISTICS			
Nominal Values			
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_K(P_{MPP})$		-0.25%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} , high temp (>25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{high temp})$		-0.27%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} , low temp (-40°C to +25°C)	$T_K(V_{OC}, \text{low temp})$		-0.20%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_K(I_{SC})$		+0.04%/°C

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m², NOCT² 45°C, AM 1.5*						
Nominal Values		FS-385	FS-387	FS-390	FS-392	FS-395
Nominal Power(+/-5%)	P _{MPP} (W)	63.8	65.6	67.5	69.0	71.3
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	43.6	44.2	44.6	44.8	44.7
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.46	1.49	1.52	1.55	1.60
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	56.3	56.3	56.3	56.3	56.3
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.59	1.63	1.69	1.73	1.78

Reliability and Safety

Tested by leading international institutes and certified for reliability and safety.

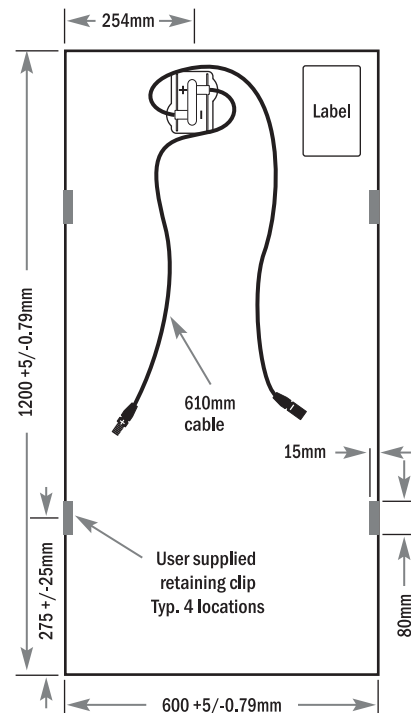
- Certified to IEC 61646
- Certified to IEC 61730
- Certified to IEC 61701
Salt Mist Corrosion Test
- Certified to IEC 60068-2-68
Environmental Testing—Dust and Sand
- CE Marking
- Safety Class II @ 1000 V
- UL 1703 and ULC 1703 Listed
Class B Fire Rating
(Class A Spread of Flame)
- MCS Certification
- CEC Australia Listed
- Passes Thresher Test
- Passes Long-Term
Sequential Test



Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

Mechanical Drawing



*All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

¹Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

²Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.

³Multi-Contact MC4 (PV-KST4/PV-KBT4)

About First Solar

First Solar is a leading global provider of comprehensive photovoltaic (PV) energy solutions which use its advanced thin film modules. The company's integrated power plant solutions deliver an economically attractive alternative to fossil-fuel electricity generation today. By delivering advanced PV energy solutions that address contemporary energy needs, First Solar is enabling a world powered by clean, affordable solar electricity.



Schott solar ASI (DATOS DE PVSYST)

Descripción **Schott Solar AG, ASI OPAK-4-L**

Módulo

Largo mm
 Ancho mm
 Espesor mm
 Peso kg
 Sup. módulo m²

Células

En serie
 En paralelo
 Superficie célula cm²
 N° total células **260**
 Superficie células m²

Características inversas

Caract. de una sola célula (en oscuro)

Factor cuadrático BRev mA/V² ☐


N° diodos bypass /módulo

Tensión directa diodo V ☒

NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches).

Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.

☐ Módulo teja

☐ CPV: Concentrating module


Tecnología y especificaciones del módulo

Marco: unframed
 Estructura: Glass-Glass
 Conexiones: MC 3


Tensión Máxima sistema

Tensión de aislamiento V

Coef. absorción para temperatura

Coef. absorción (?) ☒ 

Modelo

Fabricante 


N. archivo

Origen datos

Potencia nom. Wp Tol. %
 (en STC)

Tecnología

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia: GRef W/m² TRef °C 
 Corriente de cortocircuito Isc A Circuito abierto Voc V
 Punto Potencia Máximo: Impp A Vmpp V
 Coeficiente de temperatura ?Isc mA/°C N° células **65 x 4**
 o ?Isc %/°C

Resumen del modelo

Parámetro principal 

R paral. **650 ohm**
 Rp (G=0) **8000 ohm**

R serie model **2.34 ohm**
 R serie max. **4.70 ohm**
 R serie apparent **5.20 ohm**

Parámetros modelo

Gamma **4.79**
 Io Ref **1026 nA**
 ?Voc **-174 mV/°C**
 ?Pmáx fijado **-0.20 /°C**

Para Amorfos

δ?? **3.0 /V**
 Corr. espectral **ON**

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento GQper W/m² TQper °C 
 Punto Potencia Máximo: Pmpp **173.8** W Coef. temperatura **-0.20** %/°C
 Corriente Impp **2.01** A Tensión Vmpp **86.4** V
 Corriente de cortocircuito Isc **2.46** A Circuito abierto Voc **111.0** V
 Eficiencia / Sup. células **N/A** % / Sup. módulo **5.93** %

Parámetros básicos del modelo

Resistencia paral.	Rp	650	Ohm	<input checked="" type="checkbox"/>
Series res. (model)	Rs	2.340	Ohm	<input checked="" type="checkbox"/>
Series res. (apparent)	dV/dI	5.20	Ohm	
Corriente satur. diodo	Io Ref	1026	nA	
Factor calidad diodo	Gamma	4.79	- 0.000/K	
Coef. de temp. tensión	γV_{oc}	-174.3	mV/°C	

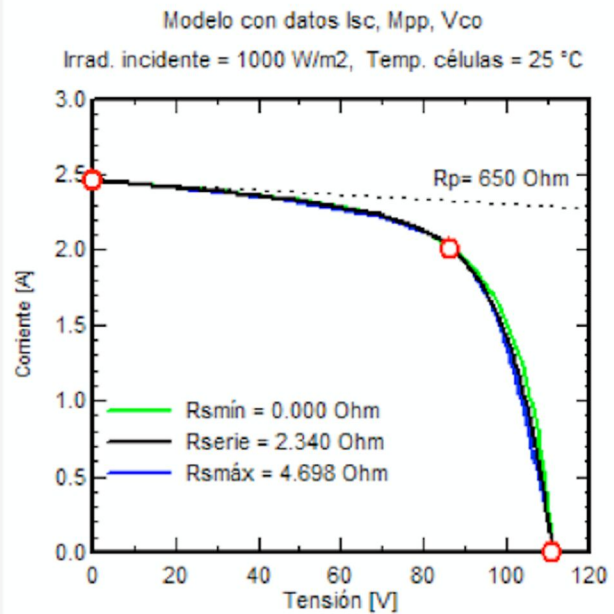
Defecto

Las características I/V tienen que pasar a través de los tres puntos dados Isc, Mpp y Vco

La corriente de saturación, el factor de calidad y el coeficiente de temperatura de la tensión (γV_{oc}) del diodo están determinados por ésta condición.

¡Elija la resistencia serie para obtener un factor de calidad del diodo "razonable"!

o haga clic en la casilla "Defecto" y PVsyst lo elegirá por usted!



SOLON SE ZT270S

Electrical Characteristics	
STC Power Rating P_{mp} (W)	270
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	43.2
Short Circuit Current I_{sc} (A)	8.29
Voltage at Maximim Power V_{mp} (V)	34.8
Current at Maximim Power I_{mp} (A)	7.76
Panel Efficiency	13.8%
Fill Factor	75.5%
Power Tolerance	0.00% ~ 1.00%
Maximum System Voltage V_{max} (V)	1000
Maximum Series Fuse Rating (A)	
Temperature Coefficients	
Temperature Coefficiency of I_{sc}	0.040 %
Temperature Coefficiency of V_{oc}	-0.36 %
Temperature Coefficiency of P_{mp}	-0.47 %
Mechanical Characteristics	
Cell Type	Monocrystalline Cell
Cell Size(mm)	
Cells	72
Dimensions	1973.0 × 993.0 × 5.3mm (39.1 × 77.7 × 0.2 inch)
Weight	26.2Kg (57.8 lbs)
Junction Box (Safety Rating, Bypass Diodes)	
Positive Cable (Length, Cable Cross-Section)	
Negative Cable (Length, Cable Cross-Section)	
Plug Connector (Type, Safety)	junction box
Front Cover (Thickness,Material)	
Backsheet Cover (Color, Thickness, Material)	
Encapsulation Materials	
Frame Material	frameless



FLEXmax™

Controlador de carga con seguidor continuo de punto de máxima potencia.

- Incrementa la producción de su matriz FV un 30%
- Algoritmo avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia en tiempo real
- 80 Amps de salida hasta 40°C
- Voltajes de batería de 12 a 60 VCC
- Detección automática de voltaje de batería
- Programable a través de la red de datos OutBack
- Salida auxiliar programable
- 128 días de registro de datos
- Compatible con sistemas de tierra positivo o negativo



El controlador FLEXmax 80 es la última innovación de OutBack Power Systems en reguladores de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). El nuevo algoritmo del FLEXmax 80 es a la vez continuo y activo, incrementando la producción energética hasta un 30%. Con un sistema de ventilación mejorado, el FLEXmax 80 mantiene su salida de 80 Amps hasta una temperatura ambiente de 40°C.

Incluye idiomas de programación español e inglés seleccionables en el mismo equipo.



El FLEXmax 80 incorpora todas las ventajas del revolucionario MX60 diseñado por OutBack Power Systems: como el amplio rango de voltajes de batería y capacidad de trabajar con alto voltaje de módulos FV cargando una batería de voltaje reducido. La pantalla retroiluminada y botonera integradas permiten acceso a la información. La comunicación en red con el resto de equipos OutBack Power Systems permite su programación remota a través del controlador programador MATE.

El nuevo FLEXmax 80 es la mejor elección cuando busque un regulador de carga de altas prestaciones, eficiente y adaptable para su sistema de energía solar fotovoltaica.

OutBack
Power Systems™

www.outbackpower.com

Especificaciones FLEXmax

	 FLEXmax[®] 80 - FM80-150VDC	 FLEXmax[®] 60 - FM60-150VDC
Voltajes de batería nominal	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)
Corriente máxima de salida	80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable	60 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable
Potencia máxima matriz FV	12VCC systems 1250W / 24 VCC systems 2500W / 48 VCC systems 5000W / 60 VCC systems 7500W	12VCC systems 900W / 24 VCC systems 1800W / 48 VCC systems 3600W / 60 VCC systems 4500W
Voltaje circuito abierto matriz FV	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación
Consumo en espera	Menor a 1W	Menor a 1W
Eficiencia de conversión de potencia	97,5% @ 80 Amps en sistema de 48 VCC típica	98,1% @ 60 Amps en sistema de 48 VCC típica
Regulación de carga	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización
Puntos de ajuste de regulación de voltaje	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña
Voltaje de igualización	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.
Compensación de temperatura de batería	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC
Capacidad de voltaje reducido	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC
Salida auxiliar de control	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)
Pantalla de información	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres
Pantalla y controlador a distancia	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones
Conexión red de datos OutBack	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)
Registro de datos	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh
Energía eólica/hidráulica	Consultar fabricante para sistemas compatibles	Consultar fabricante para sistemas compatibles
Sistemas positivo a tierra	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)
Rango de temperatura de operación	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)
Categoría ambiental	Para instalación en interior	Para instalación en interior
Orificios de conexionado	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior
Garantía	5 años	5 años
Peso	Equipo	5,56 Kg. - 12,20 lbs
	Envío	7,10 Kg. - 15,75 lbs
Dimensiones (altoxanchoxprofundo)	Equipo	41,3x14x10 cm. - 16,25 x 5,75 x 4"
	Envío	53 x 27 x 25 cm - 21 x10,5 x 9,75"
Opciones	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2
Idiomas de menu	Español e Inglés en el mismo equipo	Español e Inglés en el mismo equipo

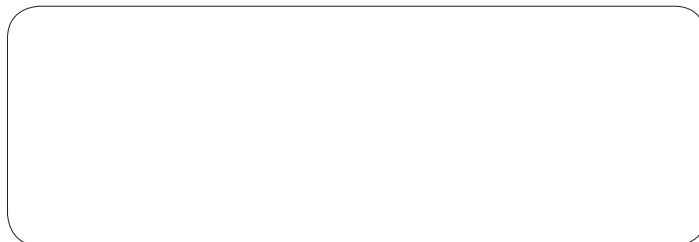
* Especificaciones sujetas a cambio sin previo aviso

OutBack
Power Systems™

Main Office:
19009 62nd Avenue NE
Arlington, WA 98223 USA
Phone: 360.435.6030
Fax: 360.435.6019
www.outbackpower.com

European Office:
C/ Castelló 17
08330 Sant Boi de Llobregat
BARCELONA, España
Phone: +34.93.654.9568
Fax: +34.93.661.7731

Disponible en:



YA DISPONIBLE



Eficiente

- Rendimiento de hasta un 96 %
- Sin transformador

Segura

- Seccionador de potencia CC integrado ESS (opcional)

Fiable

- Tecnología probada
- No requiere mantenimiento gracias a la refrigeración por convección

Sencillo

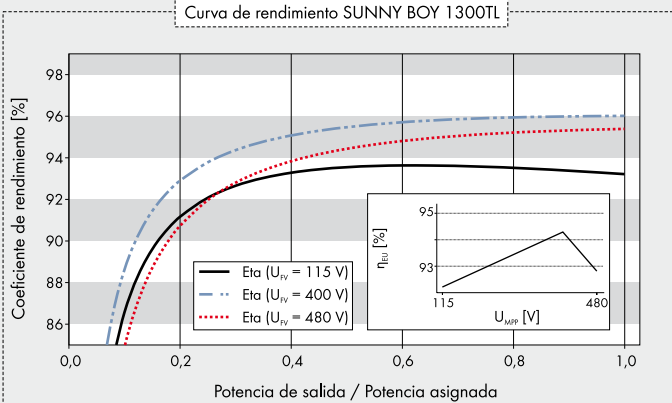
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX

SUNNY BOY 1300TL

El benjamín del gran rendimiento

Gracias a que combina amplios rangos de tensión y de corriente de entrada, el Sunny Boy 1300TL permite conectar casi todos los módulos fotovoltaicos cristalinos que hay actualmente en el mercado. De solvencia contrastada, como pionero de los inversores sin transformador, ofrece un gran rendimiento de alta gama. Su bajo peso y su robusta carcasa permiten montarlo fácilmente tanto en interiores como a la intemperie. Con su clase de potencia, es el inversor ideal para pequeñas instalaciones fotovoltaicas.

Curva de rendimiento SUNNY BOY 1300TL



Accesorios



Interfaz RS485 485PB-NR

Interfaz Bluetooth
BTPBINV-NRInterfaz Speedwire /
Webconnect SWPB-10¹ Válido a partir de la versión de firmware 4.50² No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

● De serie ○ Opcional – No disponible / Datos en condiciones nominales

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)
Tensión máx. de entrada
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín. / de inicio
Corriente máx. de entrada
Corriente máx. de entrada por string
Número de entradas independientes del MPP / strings por entrada del MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA
Rango de tensión nominal de CA
Frecuencia de red de CA / rango
Frecuencia / tensión asignadas de red
Corriente máx. de salida
Factor de potencia a potencia asignada
Fases de inyección / conexión

Rendimiento

Rendimiento máx. / europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra / de red
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62103) / sobretensión (según IEC 60664-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho / alto / fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisiones de ruido, típicas
Autoconsumo nocturno
Topología / sistema de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máx. permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento

Conexión de CC
Conexión de CA
Pantalla
Interfaces: RS485, Bluetooth®, Speedwire / Webconnect
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

Modelo comercial

Sunny Boy 1300TL

1 400 W
600 V
115 V ¹ - 480 V / 400 V
100 V ¹ / 120 V ¹
12 A ¹
12 A ¹
1 / 1
1 300 W
1 300 VA
220 V / 230 V / 240 V
180 V - 260 V
50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz
50 Hz / 230 V
7,2 A
1
1 / 1
96 % / 94,3 %
○
● / ●
● / ● / –
●
I / III
440 / 339 / 214 mm
(17,3 / 13,3 / 8,4 in)
16 kg (35,3 lb)
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
33 dB(A)
0,1 W
Sin transformador / convección
IP65
4K4H
100 %
SUNCLIX
Conector
Línea de texto
○ / ○ / ○
● / ○ / ○ / ○ / ○
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ² , G83/1-1, IEC 62109-1/-2, NRS 097-2-1, PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, UTE C15-712-1, VDE-ARN 4105, VDE0126-1-1
SB 1300TL-10



Rentable

- Rendimiento máximo del 97 %
- Tecnología multistring en todas las clases de potencia
- Ahorro de costes por el menor número de strings paralelos
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak¹

Flexibilidad

- Tensión de entrada máxima (CC) de 750 voltios
- Funciones de gestión de red integradas y preparación de potencia reactiva

Sencillo

- Sin ventilador
- Montaje mural simplificado
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Conexión rápida y sin herramientas

Comunicativo

- Fácil configuración por países
- *Bluetooth* de serie
- Relé multifunción de serie

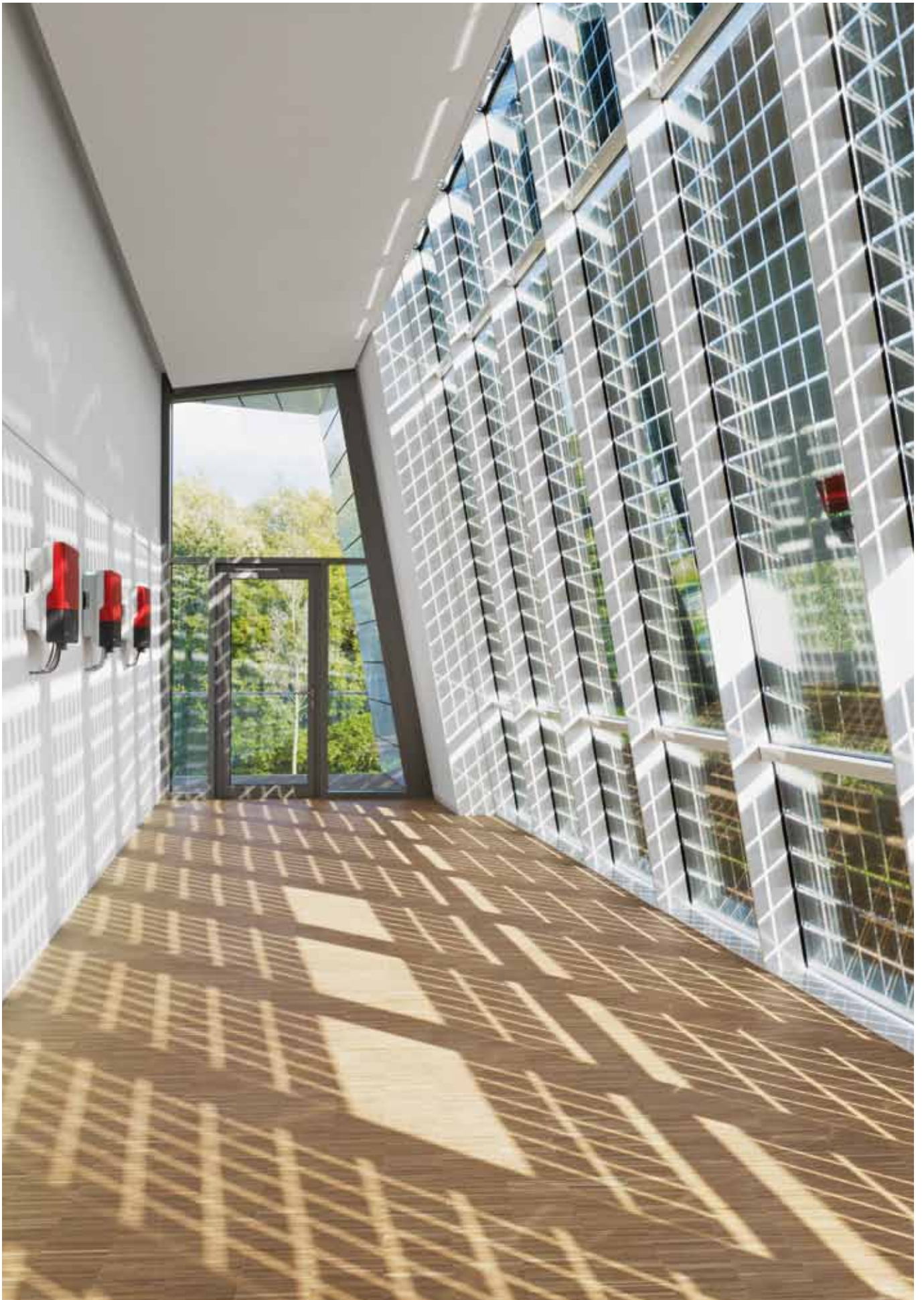


SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control (regulación de la potencia reactiva)

Como el antiguo. Pero nuevo. Sunny Boy de uso universal.

Todo son mejoras: el nuevo Sunny Boy sin transformador es la solución perfecta para generadores fotovoltaicos exigentes e instalaciones ubicadas parcialmente a la sombra. Como sucesor del exitoso Sunny Boy, la versión 20 ofrece toda una serie de ventajas adicionales: su implementación es más flexible; su rendimiento más eficiente y su manejo, más cómodo. Con la elevada tensión de CC de 750 V, se produce un ahorro de costes al emplear menos strings paralelos. Además, gracias a las funciones integradas de gestión de la red, los equipos pueden emplearse de forma universal y contribuyen decisivamente al apoyo de la red.

¹ Disponible desde 06/2012

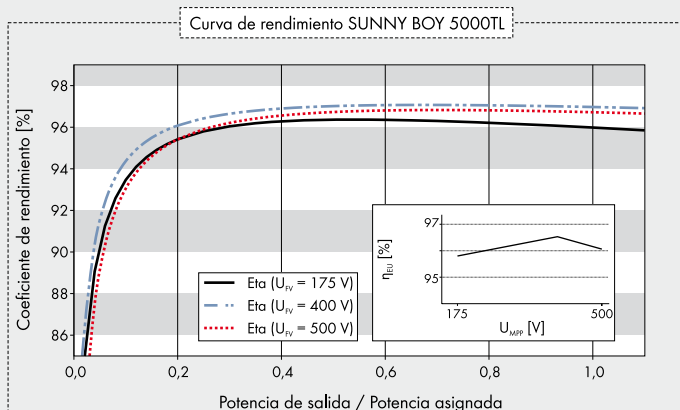


Niestetal, Alemania

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL

con Reactive Power Control (regulación de la potencia reactiva)

Datos técnicos	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 3600TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	3200 W	3880 W
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / entrada B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W
Potencia aparente de CA máxima	3000 VA	3680 VA
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	16 A	16 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96 %	97 % / 96,3 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19,3 / 20,4 / 7,3 in)	490 / 519 / 185 mm (19,3 / 20,4 / 7,3 in)
Peso	26 kg / 57,3 lb	26 kg / 57,3 lb
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Clase de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Tipo de protección área de conexión según IEC 60529	IP54	IP54
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC	SUNCLIX	SUNCLIX
Conexión de CA	Borne de conexión por resorte	Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth / relé multifunción	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE0126-1-1, C10/11, VDE-AR-N 4105	
Certificados y autorizaciones (en planificación)	G83/1-1, RD 661/2007, PPC, AS 4777, EN 50438 ¹ , MEA, PPDS, IEC 61727, SI4777, UTE C15-712-1, G59/2, CEI 0-21, RD1699	
Modelo comercial	SB 3000TL-21	SB 3600TL-21



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Juego de ventilador
adicional
FANKIT01-10

¹ No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

² 4600 VA para VDE-AR-N 4105

³ 4825 W para VDE-AR-N 4105

● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

Datos en condiciones nominales

Datos técnicos	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)	4200 W	5250 W ³
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V – 500 V / 400 V	175 V – 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / entrada B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Potencia aparente de CA máxima	4000 VA	5000 VA ²
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V – 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	22 A	22 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96,4 %	97 % / 96,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / –	● / ●
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19,3 / 20,4 / 7,3 in)	490 / 519 / 185 mm (19,3 / 20,4 / 7,3 in)
Peso	26 kg / 57,3 lb	26 kg / 57,3 lb
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F	-25 °C ... +60 °C / -13 °F ... +140 °F
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Clase de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Tipo de protección área de conexión según IEC 60529	IP54	IP54
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC	SUNCLIX	SUNCLIX
Conexión de CA	Borne de conexión por resorte	Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth / relé multifunción	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE0126-1-1, C10/11, VDE-AR-N 4105	
Certificados y autorizaciones (en planificación)	G83/1-1, RD 661/2007, PPC, AS 4777, EN 50438 ¹ , MEA, PPDS, IEC 61727, SI4777, UTE C15-712-1, G59/2, CEI 0-21, RD1699	
Modelo comercial	SB 4000TL-21	SB 5000TL-21

OPzS solar.power

Vented lead-acid battery for cyclic applications



Motive Power Systems

Reserve Power Systems

Special Power Systems

Service

Your benefits with HOPPECKE OPzS solar.power

- **Highest cycle stability during PSoC¹ operation** - due to tubular plate design with efficient charge current acceptance
- **Maximum efficiency with reduced charging factor** - ready for use of optional electrolyte recirculation
- **Maximum compatibility** - dimensions according to DIN 40736-1
- **Higher short-circuit safety even during the installation** - based on HOPPECKE system connectors
- **Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free** - optional use of AquaGen[®] recombination system minimizes emission of gas and aerosols²



Similar to the illustration, AquaGen[®] optional

Typical applications of HOPPECKE OPzS solar.power

- **Solar-/Off-grid applications**
Power supply for remote off-grid applications and isolated power networks, drinking water supply systems, healthcare facilities
- **Telecommunications**
Mobile phone stations, BTS-stations, off-grid/on-grid solutions
- **Traffic systems**
Signalling systems, lighting



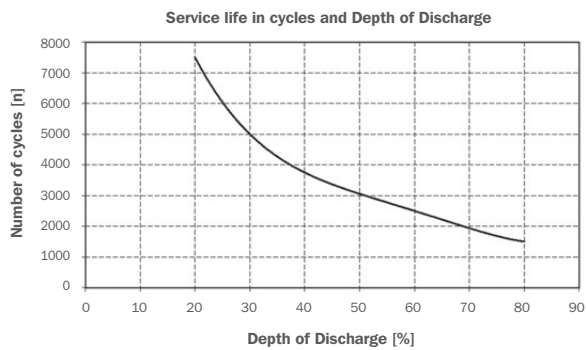
HOPPECKE

POWER FROM INNOVATION

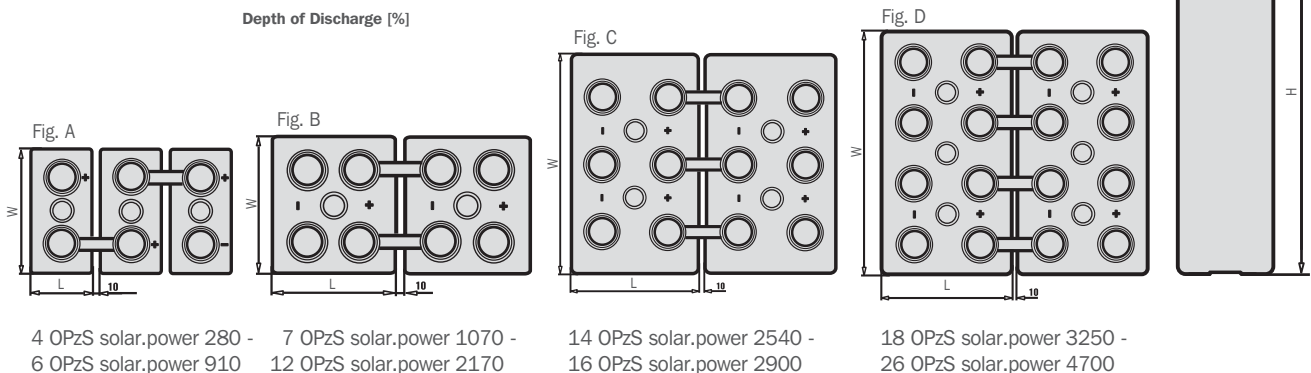
Type overview

Capacities, dimensions and weights

Type	C ₁₀₀ /1.85 V Ah	C ₅₀ /1.85 V Ah	C ₂₄ /1.83 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	max. Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS solar.power 280	280.0	265.0	244.8	213.0	181.5	17.3	4.5	105	208	420	A
5 OPzS solar.power 350	350.0	330.0	307.2	266.0	227.0	21.0	5.6	126	208	420	A
6 OPzS solar.power 420	420.0	395.0	369.6	320.0	272.5	24.9	6.7	147	208	420	A
5 OPzS solar.power 520	520.0	490.0	453.6	390.0	345.0	29.3	8.5	126	208	535	A
6 OPzS solar.power 620	620.0	585.0	542.4	468.0	414.0	34.4	10.1	147	208	535	A
7 OPzS solar.power 730	730.0	685.0	633.6	546.0	483.0	39.5	11.7	168	208	535	A
6 OPzS solar.power 910	910.0	860.0	796.8	686.0	590.0	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS solar.power 1070	1070.0	1001.9	930.3	800.6	691.3	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS solar.power 1220	1220.0	1145.0	1063.2	915.0	790.0	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS solar.power 1370	1370.0	1282.5	1192.3	1026.0	886.5	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS solar.power 1520	1520.0	1425.0	1324.8	1140.0	985.0	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS solar.power 1670	1670.0	1572.1	1458.6	1255.8	1086.3	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS solar.power 1820	1820.0	1715.0	1591.2	1370.0	1185.0	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS solar.power 2170	2170.0	2010.0	1843.2	1610.0	1400.0	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS solar.power 2540	2540.0	2349.4	2163.0	1881.3	1631.9	142.3	46.2	215	400	815	C
16 OPzS solar.power 2900	2900.0	2685.0	2472.0	2150.0	1865.0	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS solar.power 3250	3250.0	3015.0	2764.8	2412.0	2097.0	179.1	56.4	215	490	815	D
20 OPzS solar.power 3610	3610.0	3350.0	3072.0	2680.0	2330.0	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS solar.power 3980	3980.0	3685.0	3388.0	2951.7	2562.1	212.5	67.0	215	580	815	D
24 OPzS solar.power 4340	4340.0	4020.0	3696.0	3220.0	2795.0	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS solar.power 4700	4700.0	4355.0	4004.0	3488.3	3027.9	229.6	65.4	215	580	815	D



C₁₀₀, C₅₀, C₂₄, C₁₀ and C₅ =
Capacity at 100 h, 50 h, 24 h, 10 h and 5 h discharge
* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system.

IEC 60896-11
IEC 61427

¹ Partial State of Charge (Teillentladebetrieb)
² Similar to sealed lead-acid batteries



0,16 a 1250 A

➤ Función

Los fusibles industriales SOCOMEC aseguran la protección de las instalaciones y las personas frente a las sobrecorrientes de todos los circuitos eléctricos de baja tensión.

➤ Ventajas

Datos técnicos

- Elevada capacidad de corte 120 kA a 500 V, 80 kA a 690 V.
- Elevada capacidad de limitación de los cortocircuitos.
- Selectividad sencilla y fiable.

Fiabilidad

- Protección total en el tiempo garantizada por la simplicidad de fabricación y de funcionamiento.

Seguridad

- La energía emitida durante la eliminación del fallo se mantiene en el interior del cartucho.

➤ Conforme a las normas

- IEC 60269-1
- IEC 60269-2
- CEI 60269-2-1
- NF EN 60269-1
- NF C 63-210
- NF C 63211
- VDE 0636-10
- DIN 43620

➤ Homologaciones y certificados⁽¹⁾

⁽¹⁾ Consultar.

➤ Realización bajo demanda

- Aplicación EDF: fusibles T2 de acuerdo con la norma HN 63 - S20
- Fusibles British Standard (BS) para el mercado anglosajón
- Fusibles UL y CSA para el mercado norteamericano.
- Fusibles T00 y T4 para 690 VAC.

Referencias

Fusibles cilíndricos (NF) de tipo gG

Fusibles de tipo gG (pedir por múltiplos de 10)



Calibre (A)	10 x 38 sin percutor		14 x 51 sin percutor		14 x 51 con percutor		22 x 58 sin percutor		22 x 58 con percutor	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
0,5	500	6012 0000								
1	500	6012 0001	690	6022 0001						
2	500	6012 0002	690	6022 0002	500	6052 0002	690	6032 0002		
4	500	6012 0004	690	6022 0004	500	6052 0004	690	6032 0004	690	6062 0004
6	500	6012 0006	690	6022 0006	500	6052 0006	690	6032 0006	690	6062 0006
8	500	6012 0008	690	6022 0008	500	6052 0008	690	6032 0008	690	6062 0008
10	500	6012 0010	690	6022 0010	500	6052 0010	690	6032 0010	690	6062 0010
12	500	6012 0012	690	6022 0012	500	6052 0012	690	6032 0012	690	6062 0012
16	500	6012 0016	690	6022 0016	500	6052 0016	690	6032 0016	690	6062 0016
20	500	6012 0020	690	6022 0020	500	6052 0020	690	6032 0020	690	6062 0020
25	500	6012 0025	690	6022 0025	500	6052 0025	690	6032 0025	690	6062 0025
32	400	6012 0032	500	6022 0032	500	6052 0032	690	6032 0032	690	6062 0032
40			500	6022 0040	500	6052 0040	690	6032 0040	690	6062 0040
50			400	6022 0050	400	6052 0050	690	6032 0050	690	6062 0050
63							690	6032 0063	690	6062 0063
80							500	6032 0080	500	6062 0080
100							500	6032 0100	500	6062 0100
125							400	6032 0125	400	6062 0125

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Tubo de neutro	6019 0000	6029 0000	6029 0000	6039 0000	6039 0000

Fusibles de tipo aM (pedir por múltiplos de 10)

Calibre (A)	10 x 38 sin percutor		14 x 51 sin percutor		14 x 51 con percutor		22 x 58 sin percutor		22 x 58 con percutor	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
0,16	500	6013 0007								
0,25	500	6013 0005	690	6023 0005						
0,5	500	6013 0000	690	6023 0000						
1	500	6013 0001	690	6023 0001						
2	500	6013 0002	690	6023 0002	500	6053 0002	690	6033 0002		
4	500	6013 0004	690	6023 0004	500	6053 0004	690	6033 0004	690	6063 0004
6	500	6013 0006	690	6023 0006	500	6053 0006	690	6033 0006	690	6063 0006
8	500	6013 0008	690	6023 0008	500	6053 0008	690	6033 0008	690	6063 0008
10	500	6013 0010	690	6023 0010	500	6053 0010	690	6033 0010	690	6063 0010
12	500	6013 0012	690	6023 0012	500	6053 0012	690	6033 0012	690	6063 0012
16	500	6013 0016	690	6023 0016	500	6053 0016	690	6033 0016	690	6063 0016
20	500	6013 0020	690	6023 0020	500	6053 0020	690	6033 0020	690	6063 0020
25	400	6013 0025	690	6023 0025	500	6053 0025	690	6033 0025	690	6063 0025
32			500	6023 0032	500	6053 0032	690	6033 0032	690	6063 0032
40			500	6023 0040	500	6053 0040	690	6033 0040	690	6063 0040
50			400	6023 0050	400	6053 0050	690	6033 0050	690	6063 0050
63							690	6033 0063	690	6063 0063
80							500	6033 0080	500	6063 0080
100							500	6033 0100	400	6063 0100
125							400	6033 0125	400	6063 0125

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Tubo para neutro	6019 0000	6029 0000	6029 0000	6039 0000	6039 0000

Fusibles de cuchillas (NH)



Fusibles de tipo gG

Calibre (A)	000/00C sin percutor (por múltiplos de 3)		00 gG sin percutor (por múltiplos de 3)		0 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 con percutor (por múltiplos de 3)		1 sin percutor (por múltiplos de 3)		1 con percutor (por múltiplos de 3)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
6	500	6600 0006										
10	500	6600 0010										
16	500	6600 0016			500	6702 0016						
20	500	6600 0020			500	6702 0020						
25	500	6600 0025			500	6702 0025						
32	500	6600 0032			500	6702 0032	690	6852 0032				
40	500	6600 0040			500	6702 0040	690	6852 0040				
50	500	6600 0050			500	6702 0050	690	6852 0050				
63	500	6600 0063			500	6702 0063	690	6852 0063	500	6712 0063		
80	500	6600 0080			500	6702 0080	690	6852 0080	500	6712 0080	690	6862 0080
100	500	6600 0100			500	6702 0100	690	6852 0100	500	6712 0100	690	6862 0100
125			500	6692 0125	500	6702 0125	500	6852 0125	500	6712 0125	690	6862 0125
160			500	6692 0160	500	6702 0160	500	6852 0160	500	6712 0160	690	6862 0160
200					500	6702 0200	500	6852 0200	500	6712 0200	690	6862 0200
250									500	6712 0250	500	6862 0250
315									400	6712 0315	500	6862 0315

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Barra para neutro	6420 0000	6420 0000	6421 0000	6421 0000	6421 0001	6421 0001



Calibre (A)	2 sin percutor (por múltiplos de 3)		2 con percutor (por múltiplos de 3)		3 sin percutor (pedir por unidad)		3 con percutor (pedir por unidad)		4 sin percutor (pedir por unidad)		4 con percutor (pedir por unidad)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
100	500	6722 0100										
125	500	6722 0125	690	6872 0125								
160	500	6722 0160	690	6872 0160								
200	500	6722 0200	690	6872 0200								
250	500	6722 0250	690	6872 0250								
315	500	6722 0315	690	6872 0315	500	6732 0315	690	6882 0315	500	6746 0315	500	6896 0315
400	500	6722 0400	500	6872 0400	500	6732 0400	690	6882 0400	500	6746 0400	500	6896 0400
500	500	6722 0500	500	6872 0500	500	6732 0500	690	6882 0500	500	6746 0500	500	6896 0500
630					500	6732 0630	500	6882 0630	500	6746 0630	500	6896 0630
800					500	6732 0800			500	6746 0800	500	6896 0800
900									500	6746 0900	500	6896 0900
1000									500	6746 1000	500	6896 1000
1250									500	6746 1200	500	6896 1200

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Barra para neutro	6421 0002	6421 0002	6421 0003	6421 0003	6441 0005	6441 0005



Fusibles de tipo aM

Calibre (A)	000/00C sin percutor (por múltiplos de 3)		00 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 sin percutor (por múltiplos de 3)		0 con percutor (por múltiplos de 3)		1 sin percutor (por múltiplos de 3)		1 con percutor (por múltiplos de 3)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
6	500	6601 0006										
10	500	6601 0010										
16	500	6601 0016			500	6703 0016						
20	500	6601 0020			500	6703 0020						
25	500	6601 0025			500	6703 0025						
32	500	6601 0032			500	6703 0032	690	6853 0032				
40	500	6601 0040			500	6703 0040	690	6853 0040				
50	500	6601 0050			500	6703 0050	690	6853 0050				
63	500	6601 0063			500	6703 0063	690	6853 0063				
80	500	6601 0080			500	6703 0080	690	6853 0080				
100			500	6693 0100	500	6703 0100	690	6853 0100	500	6713 0100	690	6863 0100
125			500	6693 0125	500	6703 0125	690	6853 0125	500	6713 0125	690	6863 0125
160			500	6693 0160	500	6703 0160	690	6853 0160	500	6713 0160	690	6863 0160
200					500	6703 0200	500	6853 0200	500	6713 0200	690	6863 0200
250									500	6713 0250	690	6863 0250
315									500	6713 0315	500	6863 0315

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Barra para neutro	6420 0000	6420 0000	6421 0000	6421 0000	6421 0001	6421 0001



Calibre (A)	2 sin percutor (por múltiplos de 3)		2 con percutor (por múltiplos de 3)		3 sin percutor (pedir por unidad)		3 con percutor (pedir por unidad)		4 sin percutor (pedir por unidad)		4 con percutor (pedir por unidad)	
	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia	Tensión (VAC)	Referencia
100	500	6723 0100										
125	500	6723 0125										
160	500	6723 0160	690	6873 0160								
200	500	6723 0200	690	6873 0200								
250	500	6723 0250	690	6873 0250								
315	500	6723 0315	690	6873 0315	500	6733 0315	690	6883 0315	500	6747 0315	500	6897 0315
400	500	6723 0400	690	6873 0400	500	6733 0400	690	6883 0400	500	6747 0400	500	6897 0400
500	500	6723 0500	500	6873 0500	500	6733 0500	690	6883 0500	500	6747 0500	500	6897 0500
630					500	6733 0630	500	6883 0630	500	6747 0630	500	6897 0630
800									500	6747 0800	500	6897 0800
1000									500	6747 1000	500	6897 1000
1250									500	6747 1200	500	6897 1200

Accesorios

	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia	Referencia
Barra para neutro	6421 0002	6421 0002	6421 0003	6421 0003	6441 0005	6441 0005

Fusibles industriales gG - aM - Accesorios

Tubo para neutro

fusib_123_a_1_cat



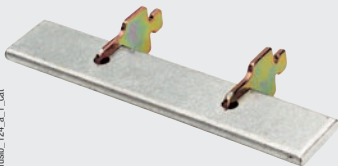
Utilización

Pieza conductora en el polo neutro de los seccionadores-fusibles cilíndricos. 3 tamaños: 10 x 38, 14 x 51, 22 x 58.

Calibre (A)	Talla	Pedir por múltiplos de	Referencia
32	10 x 38	10	6019 0000
50	14 x 51	10	6029 0000
100	22 x 58	10	6039 0000

Barra para neutro

fusib_124_a_1_cat



Utilización

Pieza conductora que puede montarse en las bases o en los seccionadores-fusibles de cuchillas y, en general, en el polo neutro. 6 tamaños: 000/00C/00-0-1-2-3-4.

Calibre (A)	Talla	Presión	Referencia
160	000/00C/00	elástica	6420 0000
160	0	elástica	6421 0000
315	1	elástica	6421 0001
400	2	elástica	6421 0002
630	3	elástica	6421 0003
1250	4	por tornillo	6441 0005

Maneta de manipulación

fusib_122_a_1_cat



Utilización

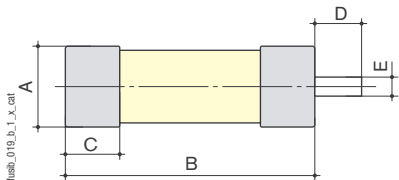
Instalación y extracción de los fusibles de cuchillas de tamaño entre 00 y 4.

Tipo	Referencia
Maneta de manipulación	6401 0011

➤ Dimensiones

Fusibles cilíndricos UTE

Sin percutor - con percutor

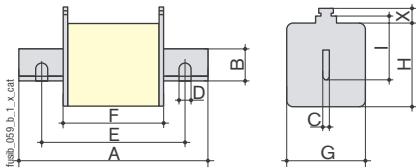


Dimensiones (mm) según IEC 60 269-2-1

Talla	A	B	C	D	E
10 x 38	10,3	38	10,5		
14 x 51	14,3	51	13,8	7,5	3,8
22 x 58	22,2	58	16,2	7,5	3,8

Fusibles de cuchillas NH

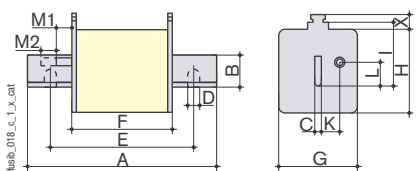
Sin percutor



Dimensiones (mm) según IEC 60 269-2-1

Talla	A máx.	B mín.	C	D	E mín.	F máx.	G máx.	H máx.	I	X mín.
000/00C	80	15	6			54	21	41	35	11
00	80	15	6			54	30	48	35	11
0	127,5	15	6			68	40	48	35	11
1	137,5	20	6			75	52	53	40	11
2	152,5	25	6			75	60	61	48	11
3	152,5	32	6			75	75	76	60	11
4	203	49	8	16	150	90	105	110	87	11

Con percutor



Talla	A máx.	B mín.	C	D	E	F máx.	G máx.	H máx.	I	K	L	M1	M2 mín.	X mín.
0	127,5	15	6			68	40	48	35	11,5	14	25,5	13	11
1	137,5		6			75	52	53	40	13	14,5	25,5	13	11
2	152,5		6			75	60	61	48	16	14,5	25,5	13	11
3	152,5		6			75	75	76	60	21	14,5	25,5	13	11
4	203		6	16	150	90	105	110	87	24,5	14,5	35	13	11

➤ Fusibles industriales gG - aM - Curvas características de los fusibles NF y NH de tipo gG

Diagrama de limitación de las corrientes

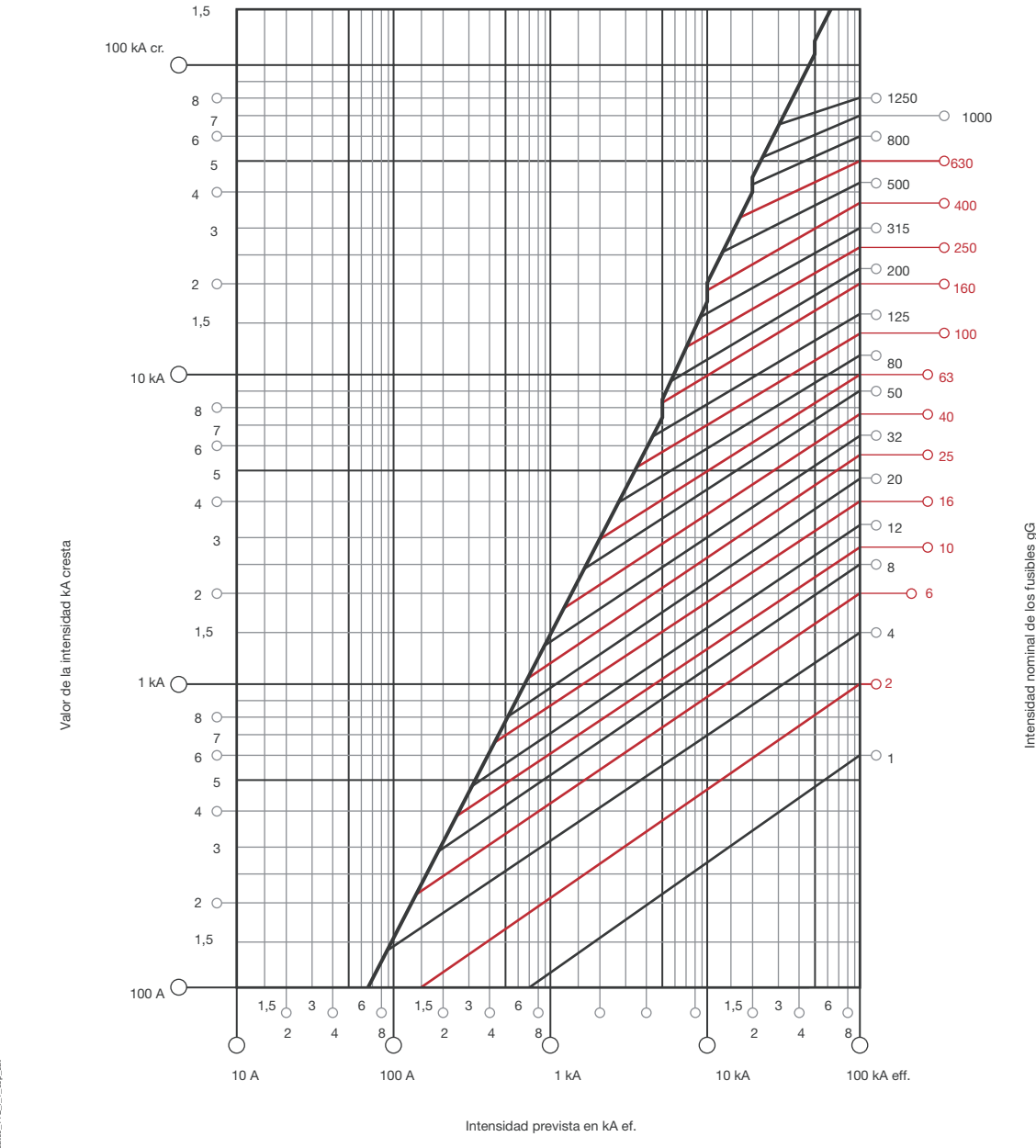
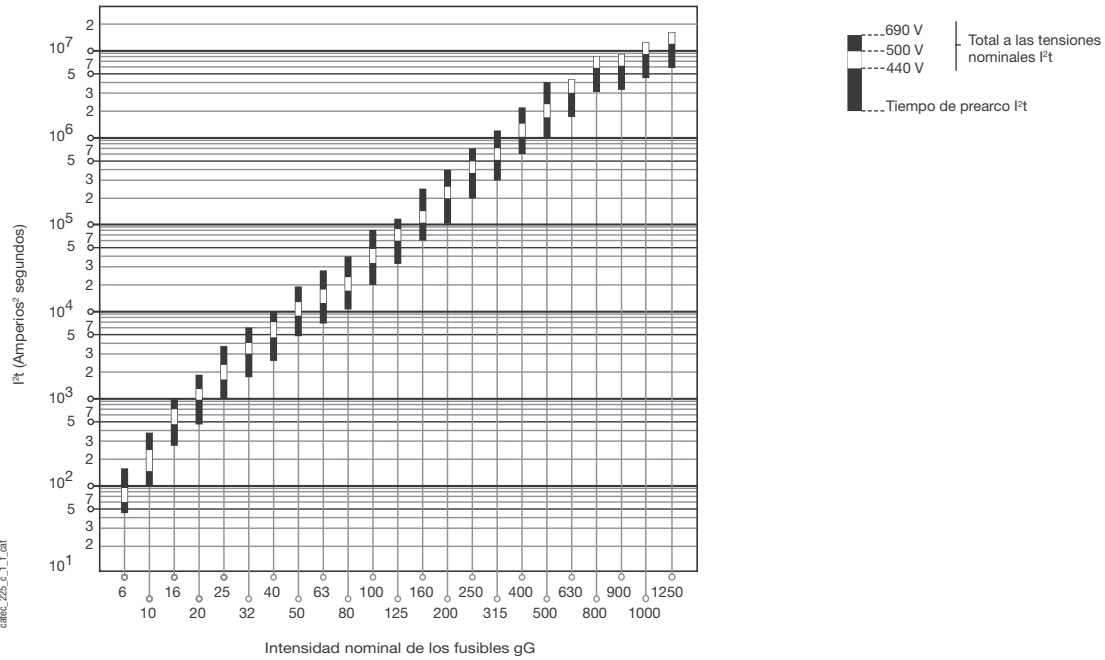
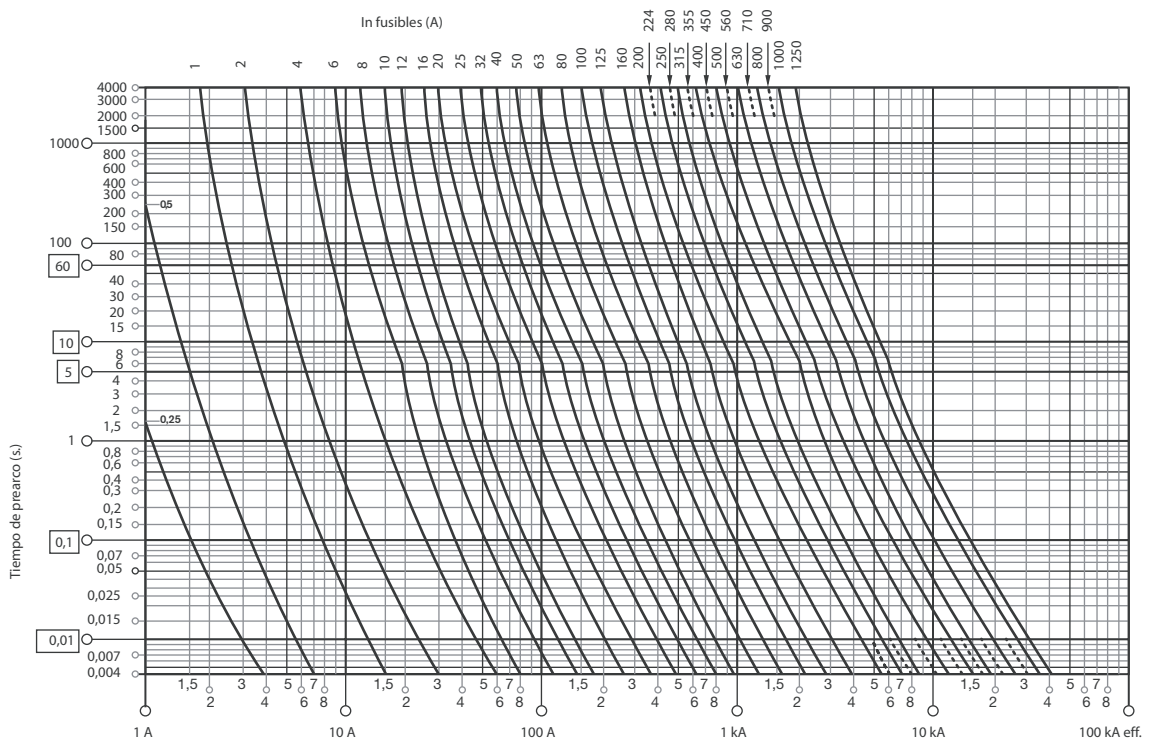


Diagrama de limitación de las intensidades térmicas

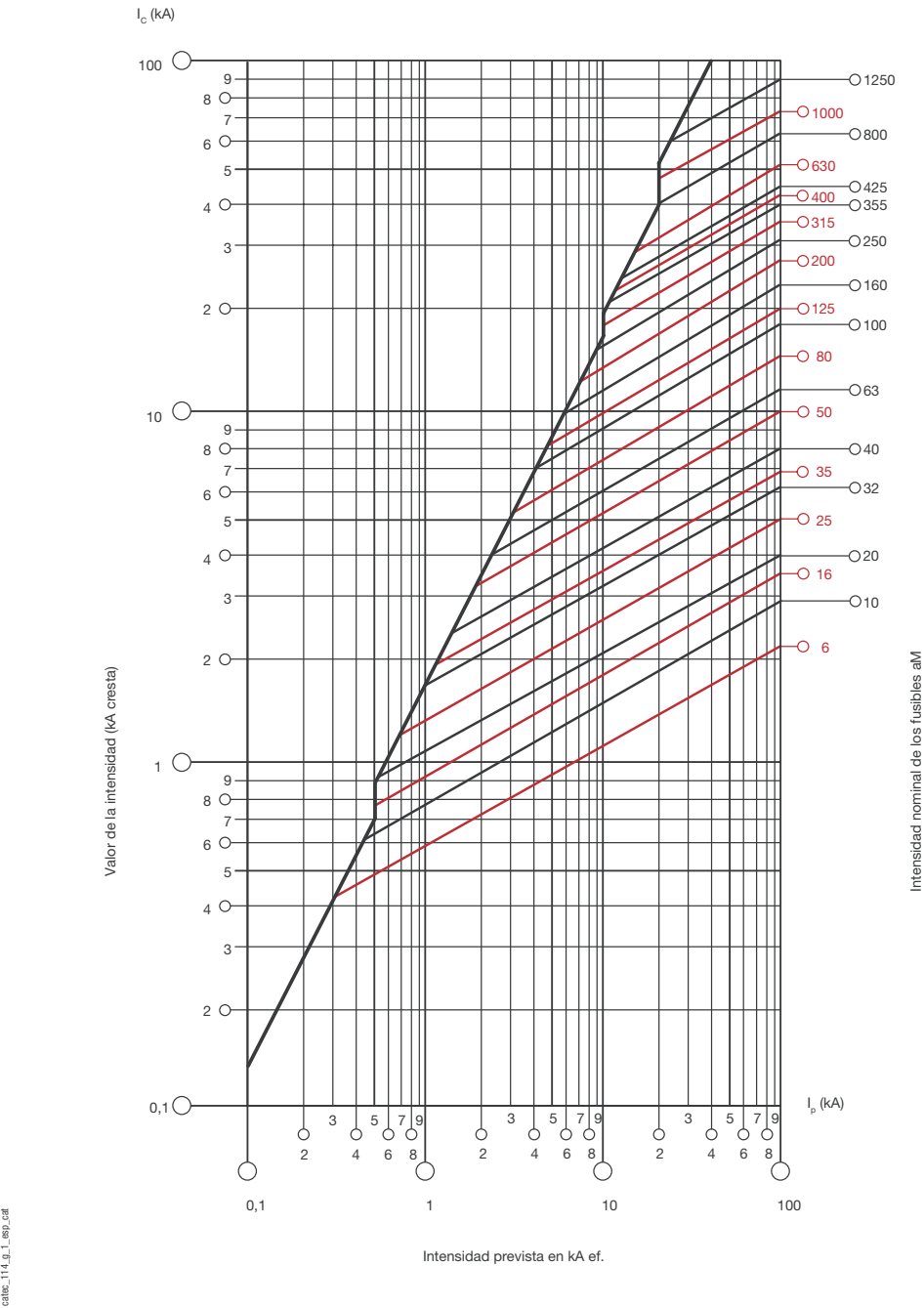


Características de funcionamiento tiempo/corriente



➤ Fusibles industriales gG - aM - Curvas características de los fusibles NF y NH de tipo aM

Diagrama de limitación de las corrientes

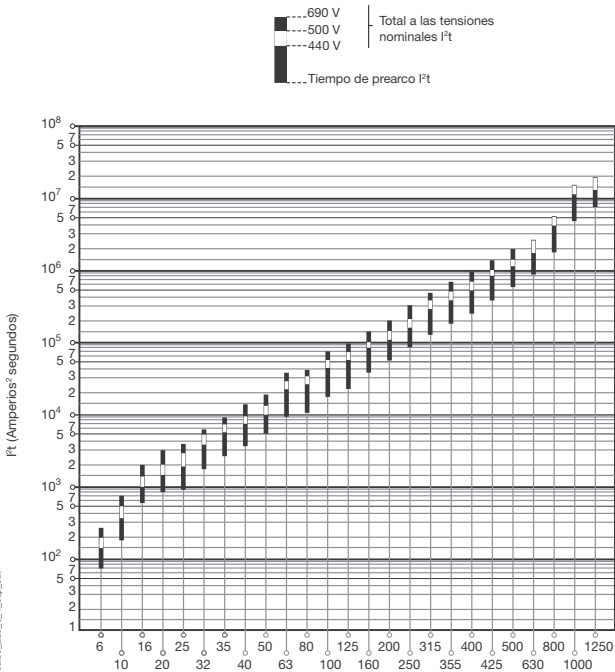


cathec_114_g_1_esp_cat

Intensidad prevista en kA ef.

Intensidad nominal de los fusibles aM

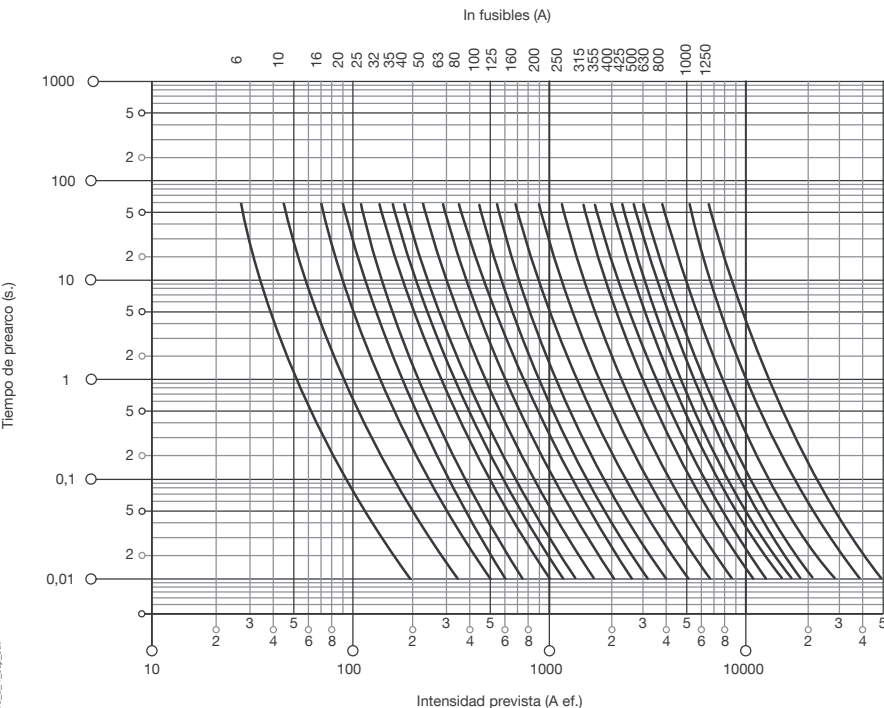
Diagrama de limitación de las intensidades térmicas



Potencia disipada sin percutor (W)

Corriente d'empleo I_n (A)	Talla de los fusibles					
	000	00	0/0S	1	2	3
6	0,33	0,42				
10	0,52	0,67				
16	0,81	0,98				
20	0,92	1,04				
25	1,08	1,17				
32	1,42	1,67				
35	1,58	1,72				
40	1,68	1,91				
50		2,28	2,51			
63		2,9	3,35	3,2		
80		4,19	4,93	4,6		
100		5,09	5,72	5,7		
125		6,29	7,30	6,98	7,6	
160		7,73	9,50	9,2	9,7	
200			12,3	13,7	13,9	
224				14,0	14,0	
250				15,3	17,0	
315					26,0	20,6
355					25,2	23,9
400					29,3	26,5
425						28,3
500						35,8
630						56,9
800						70
1000						80
1250						108

Características de funcionamiento tiempo/corriente



DE LS63 Magnetotérmicos

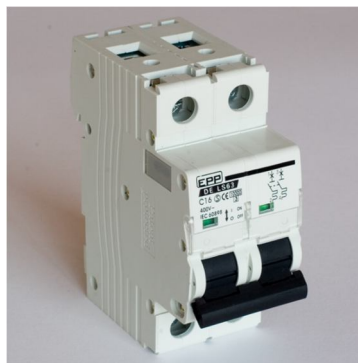
Características

Diseño atractivo y moderno

- Apariencia elegante, en caja curvada con maneta de Mando ergonómica para una operación fácil
- Con indicador de posición
- Con tapa transparente para etiqueta de identificación

Alta capacidad de corto circuito

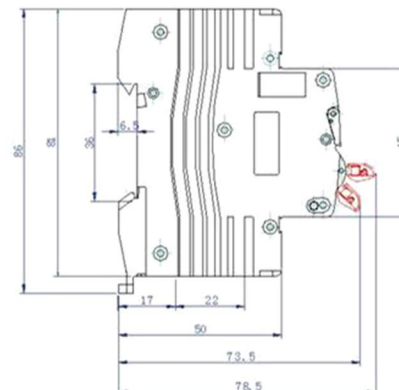
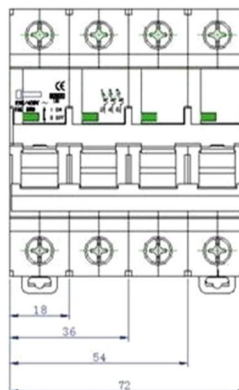
- La gama DE LS63 ofrece una elevada capacidad de corto circuito de 10 kA hasta 63A
- Vida eléctrica larga de 6000 maniobras



Datos técnicos

Nº de Polos	1P, 1P+N, 2P, 3P, 3P+N, 4P
Tensión nominal	230/400V
Calibres (A)	1, 2, 3, 4, 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63
Curvas	B, C, D
Int. corto circuito (Icn)	10 kA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Limitación de energía	Clase 3
Tensión de impulso	6,2 kV
Vida electro-mecánica	8000
Tipo de terminal	Tornillo, borne de caja
Capacidad borne	Conductor rígido hasta 25mm ²
Par de apriete	2,0 Nm
Fijación	Carril DIN 35mm / tornillos
Normas	IEC60898, CE, SEMKO, KEMA

Dimensiones



Referencias

DE LS63 C-P-A dónde:

C = Curva (B, C, o D)

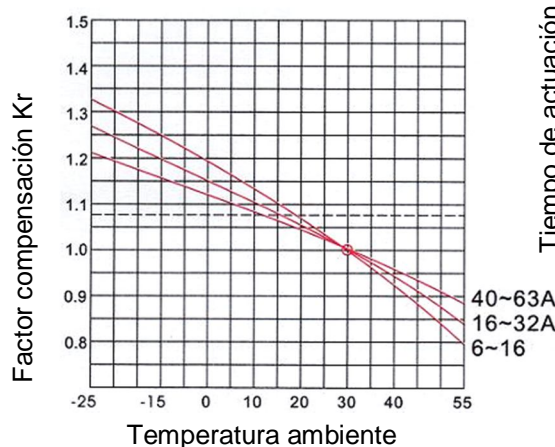
P = nº de Polos (1P, 1PN, 2P, 3P o 4P)

A = Calibre (1, 2, 3, 4, 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, ó 63)

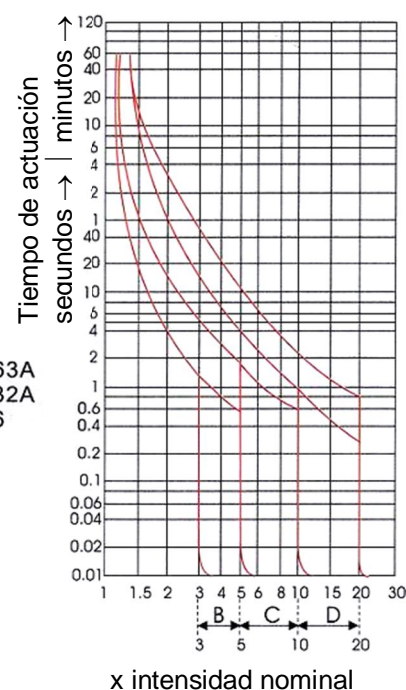
Por ejemplo: DE LS63 C-2P-10

Curvas

Compensación temperatura



Curvas de actuación





atersa

atersa
grupo elecnor

MANUAL DE USUARIO

SISTEMA DE FIJACIÓN HOOK™
BRIDA HOOK™

Manual de Instalación y guiado del cableado eléctrico.

Sistema de Fijación **HOOK**TM

Los marcos de aluminio de los módulos fotovoltaicos de Atersa disponen de unos canales laterales que facilitan la colocación del módulo sobre los perfiles de la instalación.

Para la instalación de los módulos utilizaremos el Sistema de Fijación Hook.

El Sistema de Fijación Hook puede ser utilizado en los perfiles Hook V1, V2 y V3.

Se utilizarán un mínimo de 4 grapas por módulo, siendo las intermedias entre módulos comunes para ambos (Dibujo 1).

El posicionamiento de las grapas siempre será igual a la distancia B, siendo ésta menor o igual a $\frac{1}{4}$ de la distancia A (Dibujo 2).

Instalación en estructuras estándar

El montaje se realiza sobre estructuras estándar mediante la grapa, el tornillo Allen M6x16, arandela grower, arandela plana y tuerca M6 (Dibujo 3).

Instalación sobre carril guía tipo "U"

Para realizar éste tipo de instalación es necesario un perfil perforado tipo "U" de 41x41mm ó 41x21mm. Estos elementos no se suministran con el sistema de Fijación Hook.

El conjunto montado queda tal y como se puede apreciar en el Dibujo 4.

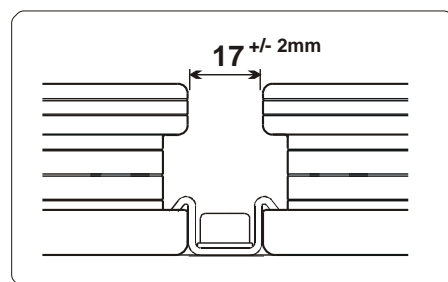
Instalación

Colocar los dos conjuntos de fijación iniciales, alineados entre sí verticalmente. Enroscar el tornillo Allen hasta el final (Dibujo 5).

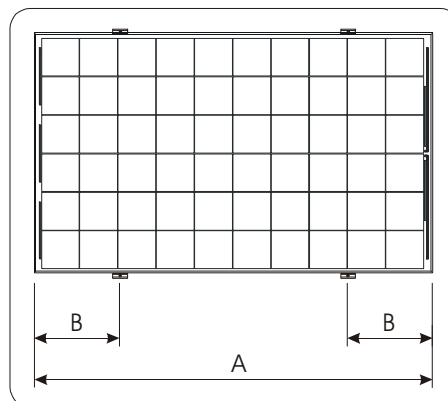
Colocar otros dos conjuntos de fijación alineados verticalmente y desplazarlos por el carril hasta hacer tope con el panel.

Comprobar que los módulos estén alineados verticalmente y horizontalmente entre sí y proceder a enroscar los tornillos hasta su límite, consiguiendo así que éstos queden fuertemente sujetos al carril guía.

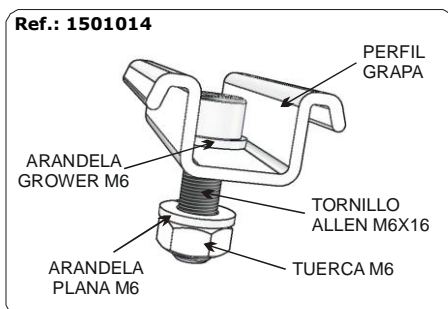
La colocación de los conjuntos de fijación finales es de igual forma que la de los conjuntos iniciales pero en sentido inverso, partimos de un módulo ya colocado y luego colocamos los conjuntos de fijación.



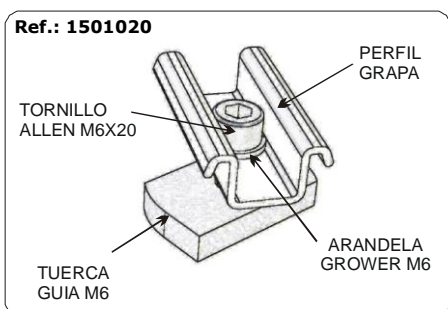
Dibujo 1



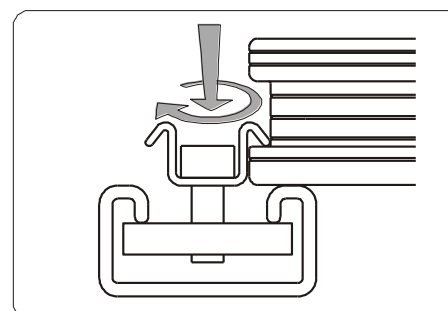
Dibujo 2



Dibujo 3



Dibujo 4



Dibujo 5

Brida HOOK™

Instalación y guiado del cableado eléctrico

Todo cable utilizado para la instalación debe quedar sujeto para evitar movimientos que puedan ocasionar deterioros o roturas del mismo.

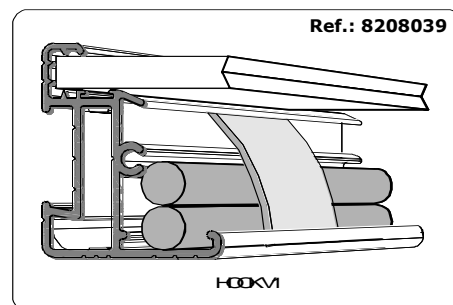
La preparación de los lugares por donde van a pasar los conductores facilitará el proceso de instalación.

Los conductores deben disponer de un camino que les proporcione protección y fijación adecuada para alcanzar una larga vida útil.

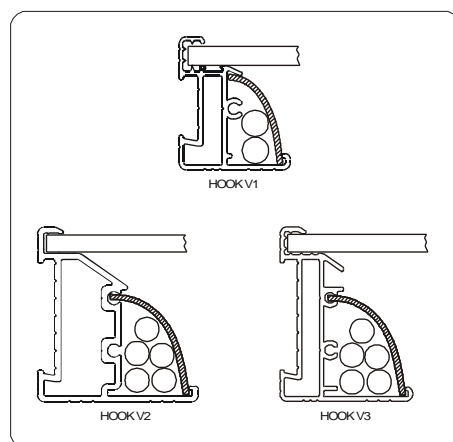
La Brida Hook está fabricado con un material especial, flexible y resistente a los UV, que proporciona una vida útil muy superior a las fijaciones típicas mediante abrazaderas de plástico. (Dibujo 6).

Utilizando la Brida Hook se facilita en gran medida el guiado y sujeción de los cables de conexiones a lo largo del marco de aluminio. La Brida Hook puede ser utilizada en los perfiles Hook V1, V2 y V3 (Dibujo 7).

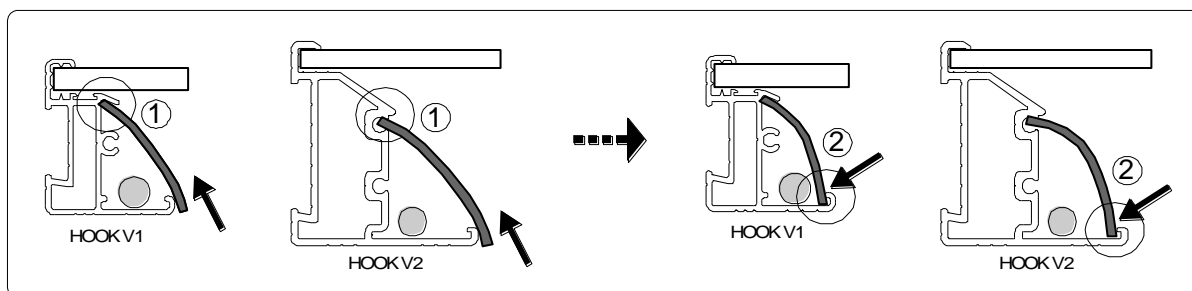
La instalación de la brida se realiza por el interior del marco Hook. Para fijar los cables deberemos de posicionar uno de los laterales en la posición "1" que se describe en el Dibujo 8 y a continuación presionaremos la brida por el lateral del marco hacia arriba hasta que ésta se introduzca y clipe en el extremo del perfil, tal y como se puede apreciar en la posición "2" del dibujo 8.



Dibujo 6



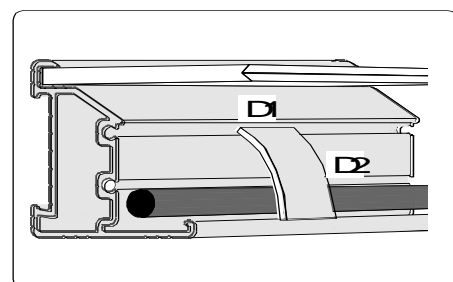
Dibujo 7



Dibujo 8

Para instalar la brida deberemos de tener en cuenta el sentido de colocación, en el perfil Hook V2, el lado más corto de la grapa "D1" irá paralelo al perfil, y en el Hook V1, el lado más largo "D2" de la grapa irá paralelo al perfil. (Dibujo 9).

La colocación de la brida en los perfiles Hook V3 se realizará de la misma forma a la de los perfiles Hook V2.



Dibujo 9

- **Sistema de Fijación Hook E (Bolsa 25 Uds.)** **Referencia: 1501014**
- **Sistema de Fijación Hook C (Bolsa 25 Uds.)** **Referencia: 1501020**
- **Brida Hook (Bolsa de 100 Uds.)** **Referencia: 8208039**

DISTRIBUIDOR



ATERSA MADRID

C/ Embajadores, 187-3º
28045 Madrid - España
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ATERSA VALENCIA

P. Industrial Juan carlos I
Avda. de la Foia, 14
46440 Almussafes
Valencia - España
tel. 902 545 111
fax. 902 503 355
e-mail: atersa@elecnor.com

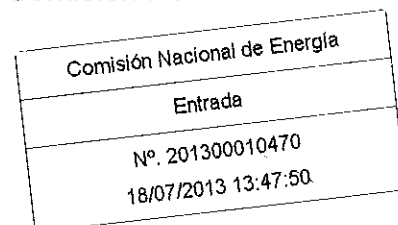
ATERSA ITALIA

Centro Direzionale Colleoni
Palazzo Liocorno - ingresso 1
Via Paracelso n. 2
20864 Agrate Brianza
(MB) - Italia
tel. +39 039 2262482
fax. +39 039 9160546





D. Alberto Lafuente Félez
Presidente de la Comisión Nacional de
Energía (CNE)
C/Alcalá nº 47
28014 MADRID



ASUNTO: Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

De acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, adjunto se remite para su informe preceptivo con carácter urgente en el plazo máximo de 15 días, propuesta de real decreto de referencia, acompañada de la memoria justificativa.

El trámite de audiencia a los interesados se realizará con carácter urgente por esa Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

Madrid, 18 de julio de 2013.

EL SECRETARIO DE ESTADO

Alberto Nadal Belda

Anexo: Lo citado.



PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS MODALIDADES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON AUTOCONSUMO Y DE PRODUCCIÓN CON AUTOCONSUMO.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico tiene, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.

Teniendo en cuenta el objetivo de garantizar un suministro eléctrico de calidad al menor coste, la normativa del sector debe buscar eliminar las trabas que pudieran obstaculizar el desarrollo de la generación distribuida, siempre y cuando dicha generación sea eficiente para el conjunto del sistema.

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, tiene como objetivo incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas. Uno de los objetivos expresos citados en la misma, es la promoción de instalaciones de pequeño tamaño.

Del mismo modo, la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de distribución y transporte de energía eléctrica, instando a establecer procedimientos de autorización simplificados. Igualmente regula las líneas generales que deben regir el acceso a las redes y funcionamiento de las mismas en relación con las energías renovables teniendo en cuenta su futuro desarrollo.

Por su parte, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, y modifica las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, establece en su disposición adicional segunda la obligación de regular el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

Asimismo, en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, en el que además se modifican las definiciones se procede a modificar las definiciones de los sujetos productor y consumidor previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, para habilitar al Gobierno a establecer para determinados consumidores modalidades singulares de suministro para fomentar la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones que de ellas resulten.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, crea en el en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el Registro de autoconsumo para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa, que contendrá la información relativa a los consumidores y sus instalaciones asociadas.

En virtud de lo anterior, en el presente real decreto se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo. Asimismo se amplía el ámbito de aplicación regulando también las condiciones de las modalidades de consumo de energía eléctrica de los consumidores asociados a instalaciones de producción.

El concepto de autoconsumo abarca un completo abanico de modalidades de consumo de energía generada a nivel local procedente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa, con consumo total o existencia de excedentes de la instalación de generación que pudieran verse al sistema.

El sistema de producción de energía eléctrica se ha caracterizado por un esquema de generación centralizada, unidireccional y con medidas de incentivo y control sobre la actuación de la demanda.

En los últimos años la aparición de nuevos conceptos, desarrollos y sistemas de generación y control van a permitir la evolución gradual de este modelo hacia otro donde la generación de electricidad distribuida, generalmente de pequeña potencia, comience a integrarse de una manera eficaz en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión, y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida.

La generación distribuida presenta beneficios para el sistema fundamentalmente en lo relativo a reducción de pérdidas de la red, suponiendo además una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

No obstante, la generación distribuida no reduce los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución ni los costes ajenos al suministro que se encuentran imputados a los peajes de acceso, y en algunos casos podría provocar costes de inversión adicionales en las redes para adecuarlas a las necesidades derivadas de dicha generación distribuida.

Adicionalmente es necesario tener en cuenta que en el precio que pagan los consumidores, cuando adquieren su electricidad en el mercado, se incluyen una serie de costes que tienen por objetivo retribuir tanto el respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en el horizonte diario y en tiempo real, como la capacidad necesaria para dicho equilibrio a medio y largo plazo.

En el caso de un consumidor que pudiera estar acogido a una modalidad de autoconsumo, cuando su red se encuentre conectada al sistema, éste se beneficiará del respaldo que le proporciona el conjunto del sistema, aun cuando esté autoconsumiendo electricidad producida por su instalación de generación asociada, al contrario de lo que ocurriría si este consumidor se encontrara eléctricamente aislado del sistema eléctrico.

Lo anterior justifica que los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo, tengan que hacer frente, al igual que el resto de consumidores, a los costes del sistema eléctrico, incluyendo aquellos necesarios para financiar las tecnologías de respaldo. A estos efectos, se crea un precio denominado peaje de respaldo que deben satisfacer estos consumidores por la energía

suministrada directamente por la instalación de generación asociada y que tiene por objeto cubrir esos costes.

Además, es necesario tener presente la compleja situación económica que afecta al sistema eléctrico. En los últimos meses se han abordado una serie de medidas al objeto de reducir determinadas partidas de costes del sistema y de incrementar los ingresos con el objetivo de asegurar la suficiencia de ingresos de acuerdo con lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En este contexto, el Gobierno debe compatibilizar el impulso al desarrollo de la generación a pequeña escala, vinculada al consumo eléctrico, minimizando el impacto para el conjunto del sistema eléctrico, y estableciendo las mínimas herramientas de control que permitan a la Administración dirigir el desarrollo de este novedoso mecanismo.

La implantación de instalaciones de generación de energía eléctrica a pequeña escala destinadas a autoconsumo supondrá un reto adicional en cuanto a su integración en el sistema y la gestión de las redes. Al contrario que en el caso de las instalaciones de mayor tamaño, estas instalaciones de menor tamaño pueden encontrarse embebidas en el interior de los puntos de suministro y resultar prácticamente invisibles al operador del sistema y a los gestores de las redes de distribución. Será necesario por tanto llevar a cabo un seguimiento continuo de la incidencia que estas instalaciones tienen sobre la operación del sistema para desarrollar simultáneamente las herramientas adecuadas que permitan su integración progresiva en condiciones de seguridad.

En definitiva, la evolución tecnológica y comercial de las energías renovables en la actualidad y la prevista para el futuro, está permitiendo la reducción de sus costes de inversión. Esto puede llevar a que resulte más eficiente para el sistema el consumo de energía proveniente de pequeñas instalaciones de generación frente a la energía proveniente de las tradicionales centrales de producción y sus pérdidas de redes asociadas. En este contexto, la energía eléctrica procedente de fuentes renovables representa una opción de interés para los usuarios tanto mayor cuanto más se asemejen sus perfiles de consumo y generación.

Se trata pues de avanzar hacia un sistema de generación distribuida mediante mecanismos de venta de excedentes, autoconsumo instantáneo para potenciar la producción individual de energía en instalaciones de pequeña potencia para el consumo en la misma ubicación, en aquellos casos que sean eficientes para el conjunto del sistema eléctrico.

En este sentido, en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares este desarrollo resulta especialmente interesante desde el punto de vista económico, ya que el coste de generación en los mismos supera en varias veces el coste de generación en el sistema eléctrico peninsular, por lo que la implantación de estas instalaciones previsiblemente reducirá el coste de generación en esos sistemas.

Por otra parte se realizan las modificaciones en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de que la energía empleada por las empresas distribuidoras para consumos propios tengan el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.

De acuerdo con lo previsto en la Disposición Adicional xxx de la Ley de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el presente real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha informado este real decreto en su reunión del día xxx de xxx de xxxxx.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día X de XXXXXXXX de xxxxx.

DISPONGO:

TITULO I Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. Objeto.

1. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las diferentes modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.

Se entenderá por autoconsumo el consumo horario de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa.

Cuando cualquier parte de la instalación de generación o de consumo esté conectada al sistema eléctrico, tanto la instalación como sus titulares estarán sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y en su normativa de desarrollo.

2. Entre las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica se distinguen dos posibilidades:

a) Las modalidades de suministro de energía eléctrica para consumidores. Esto es, un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera ni hubiera estado con anterioridad dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que será el sujeto consumidor.

b) Las modalidades de suministro de energía eléctrica de los consumidores asociados a instalaciones de producción que figuren en el registro correspondiente y que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el sujeto consumidor y el productor.

3. Constituye igualmente el objeto del presente real decreto el establecimiento de las condiciones económicas para la venta al sistema de la energía eléctrica excedentaria por parte de los productores a que hace referencia el apartado 2.b) anterior, entendida ésta como la energía neta producida menos la energía consumida por el consumidor asociado.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. El presente real decreto será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW por punto de suministro o instalación, que instalen en su red interior una instalación de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo

y de potencia instalada igual o inferior a la citada potencia contratada y en ningún caso superior a 100 kW.

Estos consumidores podrán acogerse exclusivamente, en los términos regulados en este real decreto, a las modalidades de suministro previstas en el apartado a) del artículo 1.2.

2. El presente real decreto será también de aplicación a los consumidores de energía eléctrica con independencia de su potencia contratada que estén conectados a una instalación de producción, bien en su red interior en los términos establecidos en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, o bien a través de una línea directa.

Las instalaciones de producción referidas deberán estar debidamente inscritas como instalaciones de producción en el Registro administrativo de instalaciones de producción dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Estos consumidores podrán acogerse exclusivamente, en los términos regulados en este real decreto, a las modalidades de suministro de energía eléctrica previstas en el apartado b) del artículo 1.2.

Los consumidores asociados a una instalación de producción que quieran acogerse a la modalidad de autoconsumo, deberán ser la misma persona física o jurídica que el productor asociado. En el caso en el que ambos estén interconectados mediante una línea directa se estará a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y en su normativa de desarrollo.

3. En todo caso, los sujetos consumidores que quieran acogerse a una modalidad de autoconsumo, deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 8.1 del Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica

4. A los efectos del presente real decreto, se considerarán pertenecientes a una única instalación de generación, cuya potencia será la suma de las potencias unitarias, la formada por las agrupaciones de instalaciones de la misma tecnología que compartan líneas o infraestructuras de evacuación, así como las instalaciones de igual tecnología, cuando en ambos casos se ubiquen en una misma referencia catastral. A estos efectos se considerarán tecnologías diferentes las siguientes: solar fotovoltaica, solar termoelectrica, geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, oceanotérmica, de las corrientes marinas, eólica, térmicas sin cogeneración y térmicas con cogeneración.

Cuando la instalación de generación conectada a la red interior sea de tecnología fotovoltaica, la potencia de la instalación será la potencia pico instalada.

TÍTULO II

Requisitos técnicos de las instalaciones y calidad del servicio.

Artículo 3. *Requisitos técnicos de las instalaciones del consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo.*

Para las instalaciones de generación de potencia no superior a 100 kW y las de cogeneración hasta 1 MW será de aplicación a la instalación de generación del consumidor y a su punto de suministro lo previsto en el capítulo III del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en cuanto que disponen de un equipo de generación eléctrica.

Para el resto de instalaciones de generación y su consumidor asociado serán de aplicación los requisitos técnicos de la reglamentación general.

Artículo 4. Configuraciones de conexión y medida.

1. Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía circulada de acuerdo a la normativa en vigor.

2. El consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo dispondrá de los equipos de medida necesarios para la facturación de las tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación. En este sentido, el consumidor dispondrá en las redes interiores correspondientes, en puntos lo más próximos posibles al punto frontera, de dos equipos de medida independientes y sincronizados con capacidad de medida de resolución al menos horaria, para la medida de toda la energía eléctrica producida y toda la consumida en el punto de suministro. A efectos de facturación, y cuando sea necesario realizar los saldos netos horarios, estos se obtendrán como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo.

3. Los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de aquellos consumidores acogidos a una de las modalidades de suministro con autoconsumo cumplirán los requisitos y especificaciones técnicas que se requieran para integrarse, en su día, en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura, cuando se trate de puntos de medida tipo 4 y 5.

Los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de aquellos consumidores acogidos a una de las modalidades de suministro con autoconsumo cuando se trate de puntos de medida tipo 3 deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

4.. Los equipos de medida de los productores que vendan excedentes y sus consumidores asociados deberán disponer de dispositivos de comunicación remota.

En este sentido, los equipos que midan la energía generada en puntos frontera clasificados como tipo 5 cumplirán, al menos con las características definidas para los equipos instalados en los puntos frontera tipo 3.

Los equipos de medida de los consumidores asociados a un productor que venda excedentes cumplirán los requisitos y especificaciones técnicas que se requieran para integrarse, en su día, en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura, cuando se trate de puntos de medida tipo 4 y 5. Cuando se trate de puntos de medida tipo 3 deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

4. Corresponde en todo caso al distribuidor, como encargado de la lectura, realizar la medida y control de la energía consumida y producida, poniéndola a disposición de los participantes en la medida de acuerdo a la normativa en vigor.

Artículo 5. Calidad del servicio

1. En relación a las incidencias provocadas en la red por las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo definidas en este real decreto se estará a lo dispuesto en el

Capítulo V del Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

2. El contrato de acceso que el consumidor o, en su nombre, la comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora recogerá expresamente lo establecido en relación a la calidad del servicio a que se hace referencia en el apartado anterior.

TITULO III

Consumidores acogidos a modalidades de suministro para autoconsumo.

CAPÍTULO I

Régimen jurídico

Artículo 6. Procedimiento de conexión y acceso.

1. Los consumidores que deseen establecer una nueva conexión para la aplicación del consumo en la modalidad de suministro con autoconsumo, o bien modificar su conexión como punto de suministro a estas modalidades, deberán solicitarlo a la empresa distribuidora de la zona, aun cuando no fueran a verter energía al sistema en ningún instante procedente de su generación instalada en red interior.

2. A estos efectos será de aplicación un procedimiento de conexión y acceso en los mismos términos que los previstos en el artículo 4, 5, 6, 7, 8 y 9 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Artículo 7. Contrato de acceso.

1. El consumidor que desee acogerse al suministro en la modalidad de suministro con autoconsumo en un nuevo punto de suministro o instalación, deberá suscribir un contrato de acceso que refleje esta circunstancia con la compañía distribuidora, debiendo recogerse expresamente la modalidad elegida.

2. Aquellos consumidores con puntos de suministro o instalación ya existentes, y que quieran acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo, deberán adaptar los contratos de acceso a las redes de la empresa distribuidora de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto.

3. La firma de estos contratos será obligatoria aun cuando el consumidor no vierta energía al sistema en ningún instante.

4. Las compañías distribuidoras, deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en el primer trimestre de cada año, la información relativa al número de contratos de acceso suscritos en estas modalidades durante el año anterior, incluyendo la información relativa a la potencia de acceso contratada, así como la potencia de generación instalada en red interior, y la energía circulada, de acuerdo con el modelo que sea aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Asimismo, estas deberán remitir, con periodicidad mensual a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, la información relativa al número de contratos en esta modalidad

suscritos hasta la fecha, para que dicha Comisión publique en su página web dicha información actualizada agregada por distribuidora.

Artículo 8. *Contrato de suministro en la modalidad de suministro con autoconsumo.*

1. Para quedar acogido al suministro en una modalidad de suministro con autoconsumo, el titular de un nuevo punto de suministro o instalación deberá suscribir un contrato de suministro que refleje esta circunstancia con la empresa comercializadora, de acuerdo a las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa, debiendo reflejarse expresamente la modalidad elegida.
2. Para quedar acogido al suministro en una modalidad de suministro con autoconsumo, el titular de un punto de suministro o instalación ya existente, adaptará el contrato de suministro con la empresa comercializadora, de acuerdo a las condiciones mínimas que se establezcan.
3. El reflejo del acogimiento a una modalidad de suministro con autoconsumo en el contrato de suministro será obligatoria aun cuando el consumidor no vierta energía al sistema en ningún instante.

CAPÍTULO II
Gestión de la energía consumida.

Artículo 9. *Procedimiento de suministro.*

1.
La energía adquirida por el consumidor a su empresa comercializadora, será obtenida a partir de los saldos netos horarios que se obtengan como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo.
2. El precio de la energía suministrada será el libremente pactado entre las partes.
3. Asimismo, el consumidor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red, el peaje de respaldo. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor.
4. Las cesiones que un consumidor acogido a una modalidad de suministro con autoconsumo pudiera eventualmente hacer al sistema de la energía eléctrica generada en el interior de su red y que no pueda ser consumida en cada instante en el punto de suministro o instalación no podrán llevar aparejada contraprestación económica.

Artículo 10. *Liquidación y facturación.*

1. En el caso de consumidores acogidos a una de las modalidades de suministro con autoconsumo, la facturación se realizará mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria.

La lectura de la energía será realizada por la empresa distribuidora y será puesta a disposición de la empresa comercializadora incluyendo los saldos netos horarios con los que se procederá a realizar la facturación.

2. Corresponderá a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso de acuerdo al contrato que se hubiera formalizado y en aplicación de la normativa en vigor.

La empresa comercializadora procederá a facturar el suministro con modalidad de autoconsumo, incluyendo la facturación del peaje de respaldo de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto. En el caso de que el consumidor tenga contratado el acceso a redes a través de una comercializadora, la comercializadora realizará al consumidor la facturación por el acceso a redes en la misma factura que el suministro realizado.

TITULO IV

Consumidores asociados a una instalación de producción acogidos a una modalidad de autoconsumo.

CAPÍTULO I

Régimen jurídico

Artículo 11. *Peajes de Generación*

La instalación de producción deberá satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, por la energía excedentaria vertida a la red.

Artículo 12. *Contratos de acceso.*

1. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo deberá formalizar un contrato de acceso para sus servicios auxiliares de generación.

1. El consumidor asociado deberá suscribir un contrato de acceso con la compañía distribuidora que refleje que está acogido a la modalidad de autoconsumo con un productor.

2. Aquellos productores que compartan infraestructuras eléctricas con puntos de suministro o instalación ya existentes, y que quieran acogerse a la modalidad de autoconsumo, deberán adaptar los contratos de acceso a las redes de la empresa distribuidora de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto.

3. Las compañías distribuidoras, deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en el primer trimestre de cada año, la información relativa al número de contratos de acceso suscritos en esta modalidad durante el año anterior, incluyendo la información relativa a la potencia de acceso contratada, así como la potencia de generación instalada en red interior, y la energía circulada, de acuerdo con el modelo que sea aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Asimismo, éstas deberán remitir con periodicidad mensual a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, la información relativa al número de contratos en esta modalidad suscritos hasta la fecha, para que dicha Comisión publique en su página web información actualizada, para cada distribuidora, relativa al número de contratos suscritos hasta la fecha.

4. Lo previsto en este artículo será de aplicación aun cuando el productor no vierta energía eléctrica al sistema en ningún instante en la instalación acogida a la modalidad de autoconsumo.

Artículo 13. *Contrato de suministro en la modalidad de autoconsumo con venta de energía excedentaria.*

1. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo deberá formalizar un contrato de suministro para sus servicios auxiliares de generación.
2. El sujeto consumidor deberá suscribir, con la empresa comercializadora, un contrato de suministro que refleje que consume energía procedente de una instalación de generación conectada a su red interior o a través de una línea directa de acuerdo a las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa de aplicación.

Este requisito será obligatorio aun cuando el productor no vierta energía al sistema en ningún instante procedente de dicha instalación.

CAPÍTULO II

Gestión de la energía eléctrica producida

Artículo 14. *Procedimiento de suministro.*

1. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo podrá ceder al sistema la energía excedentaria entendida como la energía neta horaria producida por la instalación menos la energía horaria consumida por el consumidor asociado.

En el caso de instalaciones con régimen económico primado, éste se aplicará, en su caso, sobre dicha energía excedentaria.

2. La energía adquirida por el consumidor asociado a su empresa comercializadora, será obtenida a partir de los saldos netos horarios que se obtengan como sumas parciales de las medidas horarias de producción y consumo.
3. El precio de la energía suministrada será el libremente pactado entre las partes.
4. Asimismo, el consumidor asociado a un productor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de producción conectada en el interior de su red o a través de una línea directa, el peaje de respaldo. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor.

Artículo 15. *Liquidación y facturación.*

1. En el caso de consumidores asociados a productores acogidos a la modalidad de autoconsumo, la facturación se realizará mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria.

La lectura de la energía será realizada por la empresa distribuidora y puesta a disposición de la empresa comercializadora, incluyendo los saldos netos horarios con los que se procederá a realizar la facturación.

2. Corresponderá a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso de acuerdo al contrato que se hubiera formalizado y en aplicación de la normativa en vigor.

La empresa comercializadora procederá a facturar el suministro con modalidad de autoconsumo, incluyendo la facturación del peaje de respaldo de acuerdo a lo dispuesto en el presente real

decreto. En el caso de que el consumidor tenga contratado el acceso a redes a través de una comercializadora, la comercializadora realizará al consumidor la facturación por el acceso a redes en la misma factura que el suministro realizado.

TITULO V Peaje de respaldo

Artículo 16. *Peaje de respaldo.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará la cuantía correspondiente al peaje de respaldo definido como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo.

2. Los ingresos que obtengan los comercializadores por esta cantidad, tendrán la consideración de ingreso liquidable del sistema a los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, debiendo el comercializador proceder a su pago al distribuidor al que esté conectado el consumidor en las mismas condiciones que los peajes de acceso que correspondan.

2. El peaje de respaldo se calculará, para cada categoría de peaje de acceso, considerando el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad que corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste en cada periodo correspondientes a la demanda nacional.

3. Las modificaciones y actualizaciones del peaje de respaldo serán de aplicación a todos los consumidores acogidos a las distintas modalidades de suministro con autoconsumo, con independencia de la fecha en que se hayan suscrito los contratos de acceso y de suministro.

4. Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a aplicar reducciones temporales del peaje de respaldo, para fomentar el desarrollo de las distintas modalidades de suministro con autoconsumo y de producción con autoconsumo por razones de eficiencia técnica y económica de cada uno de los sistemas eléctricos, en función del grado de desarrollo de estas modalidades, del grado de desarrollo de las distintas tecnologías, de los costes de las instalaciones, de la incidencia de estas instalaciones sobre el sistema, diferenciando por tecnología de generación y por modalidad de suministro o producción.

Alternativamente, se podrán instrumentar medidas de apoyo en base a los criterios recogidos en el párrafo anterior.

TITULO VI Registro, inspección y régimen sancionador

Artículo 17. *Inscripción en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica*

Será obligación de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo de energía eléctrica la inscripción en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Esta obligación no será de aplicación a aquellos consumidores aislados del sistema eléctrico, esto es, cuando no exista ninguna conexión física en ningún momento con dicho sistema eléctrico. No obstante lo anterior, deberá comunicarse cualquier cambio de situación de un

consumidor que estuvieran conectado al sistema y modifique dicha conexión para posibilitar su aislamiento.

El incumplimiento de la obligación prevista en este artículo supondrá una infracción muy grave de las tipificadas en el artículo 60 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 18. *Procedimiento de inscripción en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.*

1. En el caso de los consumidores a que hace referencia el apartado a) del artículo 1.2, estará obligado a realizar el procedimiento de registro el instalador autorizado, en nombre del titular del punto de suministro.

En el caso de los consumidores a que hace referencia el apartado b) del artículo 1.2, será el titular del punto de suministro el obligado a realizar el procedimiento de registro.

El procedimiento de inscripción en el Registro se realizará, en ambos casos, exclusivamente por medios telemáticos.

2. La comunicación de inscripción se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de:

a) Certificado del instalador autorizado del cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto o, en su caso, del cumplimiento con lo dispuesto en el Reglamento de Centrales, Subestaciones y Centros de Transformación.

b) Anexo II del presente real decreto debidamente cumplimentado. En el caso de instalaciones a que hace referencia el apartado a) del artículo 1.1 dicho anexo deberá ir acompañado de una copia firmada por el titular del punto de suministro o instalación.

Artículo 19. *Inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo.*

1. La Administración General del Estado, en colaboración con las administraciones autonómicas competentes, podrá llevar a cabo planes de inspección de la aplicación de las condiciones económicas de los suministros acogidos a modalidades de autoconsumo, incluyendo, en su caso, las de la energía excedentaria vendida al sistema.

Asimismo se llevarán a cabo programas de seguimiento.

2. En relación con las eventuales situaciones de fraude y otras anómalas será de aplicación lo previsto en el artículo 49 del Real decreto por el que se regule la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

Artículo 20 *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en el presente real decreto podrá conllevar la suspensión del suministro eléctrico en los términos establecidos en la normativa y podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional única. *Vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia.*

1. Los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que, debido a la implantación de un sistema de ahorro y eficiencia energética, dispongan en determinados momentos de energía eléctrica que no pueda ser consumida en su propia instalación, podrán ser autorizados excepcionalmente por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a verter dicha energía a la red siempre que cumplan los siguientes requisitos:

a) Que presenten certificado del gestor de la red a la que estén conectados acreditativo de haber obtenido el derecho de acceso para verter energía eléctrica de conformidad con lo previsto en la normativa de aplicación en materia de acceso a las redes de transporte y distribución.

b) Que presenten un proyecto de las medidas de ahorro y eficiencia a adoptar indicando la incidencia en su consumo de energía eléctrica.

2. Para la facturación del suministro la energía vertida a la que se refiere el apartado anterior será descontada en cada hora de la energía eléctrica adquirida por el titular de la instalación. El saldo horario resultante entre la energía eléctrica adquirida y la energía vertida a la red no será en ningún caso negativo.

El consumidor deberá pagar por la energía vertida, el peaje de respaldo establecido en el presente real decreto. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor.

3. La energía vertida, a la que se refiere el apartado 1, podrá ser objeto de expedición de las garantías de origen de eficiencia que reglamentariamente se establezcan.

4. La presente disposición no será de aplicación a instalaciones de consumidores de energía eléctrica asociadas a procesos de cogeneración.

”

Disposición transitoria primera. *Valor del peaje de respaldo.*

1. De manera transitoria y hasta que sean establecidos por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, el peaje de respaldo establecido en el artículo 9 del presente real decreto, tomará los siguientes valores para cada uno de las categorías de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución:

PEAJE DE BAJA TENSIÓN	Peaje de respaldo (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,067568		
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,089129	0,008964	
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,089129	0,0106242	0,007294
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,07508		
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,093578	0,020259	
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,093578	0,02574	0,012941
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,040596	0,025953	0,009265

PEAJE ALTA TENSIÓN (3 PERIODOS)	Peaje de respaldo (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,032159	0,024332	0,012184

Peajes AT (6 Periodos)	Peaje de respaldo (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,044149	0,030248	0,019107	0,012878	0,01106	0,006676
6.2	0,033361	0,022191	0,014816	0,010741	0,00968	0,005811
6.3	0,032838	0,0218	0,014606	0,010636	0,009613	0,005771
6.4	0,026442	0,017704	0,012698	0,009962	0,009176	0,005587

Disposición transitoria segunda. *Consumidores que realicen autoconsumo de energía eléctrica a la entrada en vigor del real decreto.*

Aquellos consumidores de energía eléctrica que a la entrada en vigor del presente real decreto estuvieran consumiendo energía eléctrica procedente bien de una instalación de generación conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción, o bien de una instalación de producción que constara en el registro oportuno conectada en el interior de su red o a través de una línea directa, dispondrán de un plazo de dos meses para adaptarse a lo previsto en el presente real decreto.

El incumplimiento del plazo establecido, podrá conllevar la suspensión del suministro eléctrico en los términos establecidos en la normativa, además de suponer una infracción muy grave de las tipificadas en el artículo 60 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición transitoria tercera. *Reducción del peaje de respaldo hasta el 31 de diciembre de 2019 para los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

1. A los consumidores ubicados en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares acogidos a una modalidad de suministro con autoconsumo y a aquellos asociados a una instalación de producción, les será de aplicación, hasta el 31 de diciembre de 2019, un peaje de respaldo en función del peaje de acceso que resulte de aplicación al punto de suministro del consumidor, que se calculará con la siguiente formulación:

$$PR_{SEIE-i} = PR - (PE_i - PE_p) \times C,$$

Siendo:

PR_{SEIE-i} : Peaje de respaldo en el sistema eléctrico aislado i.

PR: Peaje de respaldo previsto en la disposición transitoria primera u orden que la sustituya.

PE_i : Cociente entre coste variable de generación anual a efectos de liquidación y la demanda en barras de central en el sistema eléctrico aislado i.

PE_p: Media anual del precio final horario peninsular.

C: Coeficiente que tomará el valor de 0,15.

2. El valor del peaje de respaldo se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, conforme a lo previsto en el artículo 9 del presente real decreto,

Disposición transitoria cuarta. Exención del peaje de respaldo hasta el 31 de diciembre de 2019 para las instalaciones de cogeneración.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración que cumplan el rendimiento eléctrico equivalente previsto en el anexo I del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y que a 1 de junio de 2013 contaran con inscripción definitiva en el Registro administrativo de productores de energía eléctrica quedarán exentas del peaje de respaldo, hasta el 31 de diciembre de 2019 por razones de interés en el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil.

Disposición derogatoria. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto, y en particular, el apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.*

Se añade un campo de datos al apartado 1 del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, en los siguientes términos:

“ac. Información relativa al acogimiento o no del punto de suministro a la modalidad de suministro de autoconsumo.”

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*

Se modifica el apartado 2 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

“2. Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de transporte de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.

La energía empleada por las empresas distribuidoras de energía eléctrica como consumos propios tendrá el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.”

Disposición final tercera. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido del anexo.*

1. Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto.
2. Se habilita al Secretario de Estado de Energía para modificar el contenido de su anexo.

Disposición final cuarta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor a los dos meses desde su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, a de 2013.

ELÉVESE AL CONSEJO DE MINISTROS
Madrid,

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO.

José Manuel Soria López

ANEXO: COMUNICACIÓN DE INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE AUTOCONSUMO.

Modalidad de autoconsumo.	
Tipo de autoconsumo:	(modalidad singular de suministro o modalidad de consumo de consumidor asociado a instalación de producción)
Datos del titular del punto de suministro	
Titular del punto de suministro.	
Dirección del titular (domicilio social).	
Municipio/Código Postal del titular	
Provincia titular	
Teléfono de contacto del titular	
Correo electrónico de contacto del titular	
Datos del punto de suministro	
CUPS del suministro.	
Potencia contratada.	
Potencia máxima disponible.	
Dirección	
Municipio/Código Postal	
Provincia	
Otros datos de emplazamiento	
Referencia catastral de parcela/construcción	
Teléfono de contacto del punto de suministro	
Correo electrónico de contacto del punto de suministro	
Empresa distribuidora a la que está conectado	
Número de registro del contador	
Tipo del punto de medida de acuerdo art x del RD 1110/2007	
Datos de la instalación de generación.	
Tecnología del generador y combustible empleado	
Número de serie del equipo(s) generador(es)	
Tipo del punto de medida de acuerdo art x del RD 1110/2007	
Potencia del equipo generador (kW)	
Detalles del instalador autorizado (sólo para consumidores acogidos a modalidades de suministro)	
Instalador autorizado	
Acreditación/Cualificación	
Dirección (incluyendo el código postal)	
Persona de contacto	
Teléfono	
Teléfono	
Fax	
Dirección de correo electrónico	
Datos de la instalación de producción (sólo para modalidad de consumo de consumidor	

asociado a instalación de producción)	
Número de inscripción en el Registro administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	
Fecha de acta de puesta en servicio definitiva	
Fecha y Firma	
Fecha	
Firma del titular	
Firma del instalador autorizado (sólo para consumidores acogidos a modalidades de suministro)	



MEMORIA DEL ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO DEL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA REGULACIÓN DE LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS MODALIDADES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON AUTOCONSUMO Y DE PRODUCCIÓN CON AUTOCONSUMO

A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

1. NECESIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA NORMA PROYECTADA.

La presente propuesta de real decreto viene motivada desde diferentes ámbitos y circunstancias que se detallan a continuación:

Atendiendo a la normativa estatal, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico tiene, como fin básico, establecer la regulación del sector eléctrico, con el objetivo, entre otros, de garantizar un suministro eléctrico de calidad al menor coste. De ahí que, la normativa del sector deba buscar eliminar las trabas que pudieran obstaculizar el desarrollo de la generación distribuida, siempre y cuando dicha generación sea eficiente para el conjunto del sistema.

Por otro lado, en el ámbito de la Unión Europea, existen diversas directivas que se pronuncian en los siguientes términos.

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, tiene como objetivo incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas. Uno de los objetivos expresos citados en la misma, es la promoción de instalaciones de pequeño tamaño.

Del mismo modo, la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de distribución y transporte de energía eléctrica, instando a establecer procedimientos de autorización simplificados. Igualmente regula las líneas generales que deben regir el acceso a las redes y funcionamiento de las mismas en relación con las energías renovables teniendo en cuenta su futuro desarrollo.

Por su parte, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, y modifica las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.



El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, establece en su disposición adicional segunda la obligación de regular el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, crea en el en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el Registro de autoconsumo para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa, que contendrá la información relativa a los consumidores y sus instalaciones asociadas.

Por último, el concepto de autoconsumo abarca un completo abanico de modalidades de consumo de energía generada a nivel local procedente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa, con consumo total o existencia de excedentes de la instalación de generación que pudieran verse al sistema.

Tradicionalmente, El sistema de producción de energía eléctrica se ha caracterizado por un esquema de generación centralizada, unidireccional y con medidas de incentivo y control sobre la actuación de la demanda. Sin embargo, en los últimos años la aparición de nuevos conceptos, desarrollos y sistemas de generación y control van a permitir la evolución gradual de este modelo hacia otro donde la generación de electricidad distribuida, generalmente de pequeña potencia, comience a integrarse de una manera eficaz en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión, y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida.

En virtud de lo anterior, es necesario regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo. Asimismo se amplía el ámbito de aplicación regulando también las condiciones de las modalidades de consumo de energía eléctrica de los consumidores asociados a instalaciones de producción.

2. OBJETIVO.

El presente real decreto pretende compatibilizar el impulso al desarrollo de la generación a pequeña escala, vinculada al consumo eléctrico, minimizando el impacto para el sistema eléctrico, y estableciendo las mínimas herramientas de control que permitan a la Administración dirigir el desarrollo de este novedoso mecanismo.

Poder establecer un seguimiento continuo de la incidencia que estas instalaciones tienen sobre la operación del sistema para desarrollar simultáneamente las herramientas adecuadas que permitan su integración progresiva en condiciones de seguridad.



Avanzar hacia un sistema de generación distribuida mediante mecanismos de venta de excedentes, autoconsumo instantáneo para potenciar la producción individual de energía en instalaciones de pequeña potencia para el consumo en la misma ubicación, en aquellos casos que sean eficientes para el conjunto del sistema eléctrico. Actuación que resulta especialmente interesante en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares desde el punto de vista económico, ya que el coste de generación en los mismos supera en varias veces el coste de generación peninsular, por lo que la implantación de estas instalaciones previsiblemente reducirá el coste de generación en esos sistemas.

B) ESTRUCTURA Y CONTENIDO

El proyecto se estructura en 6 títulos integrados por 20 artículos, una disposición adicional, 4 disposiciones transitorias, una derogatoria, 4 finales y 1 anexo, con el siguiente contenido:

a) El **título I** expone el objeto y el ámbito de aplicación de la norma.

- Las modalidades singulares de suministro de energía eléctrica para consumidores.
- Las modalidades de consumo de energía eléctrica de los consumidores asociados a instalaciones de producción.

Hasta la fecha, las instalaciones de generación no inscritas como instalaciones de producción, no estaban amparadas en la normativa sectorial. Se encontraban, al amparo de los reglamentos electrotécnicos, si bien, no estaba regulado su régimen económico.

Con la introducción por el Real Decreto-ley 13/2012 de la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico para incluir la posibilidad de modalidades singulares de autoconsumo, se habilita esta posibilidad.

Por otro lado, en el pasado han existido y existen instalaciones de producción, habitualmente de cogeneración, asociadas a consumidores eléctricos u otros conectadas a consumidores a través de líneas directas. Se regula en este real decreto, también su régimen económico y las condiciones técnicas y administrativas.

- b) El **título II**, que abarca los artículos del 3 al 5, se encarga de recoger los requisitos técnicos de las instalaciones así como la calidad del servicio que se encuentran recogidos en normativa anterior: Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
- c) El **título III**, dividido en dos capítulos, recoge el régimen jurídico y la gestión de la energía consumida para los consumidores acogidos a modalidades singulares de suministro para autoconsumo.



Para que este tipo de instalaciones tengan cabida en el sistema eléctrico de manera reglada, en cuanto al régimen jurídico, es necesario que se formalice un procedimiento de conexión y acceso así como formalizar contratos de acceso y suministro; en cuanto a la gestión de energía consumida se prevé tanto el procedimiento de suministro como el de su liquidación y facturación.

- d) El **título IV**, que abarca los artículos del 11 y 15, de manera análoga al anterior, recoge el régimen jurídico y la gestión de la energía eléctrica producida, en este caso, para los consumidores asociados a una instalación de producción acogidos a una modalidad de autoconsumo..
- e) El **título V** relativo al peaje de respaldo constituye, si cabe, uno de los aspectos más relevantes.

La generación distribuida presenta beneficios para el sistema fundamentalmente en lo relativo a reducción de pérdidas de la red, suponiendo además una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno. Sin embargo, la generación distribuida no reduce los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución ni los costes ajenos al suministro que se encuentran imputados a los peajes de acceso, y en algunos casos podría provocar costes de inversión adicionales en las redes para adecuarlas a las necesidades derivadas de dicha generación distribuida.

Adicionalmente es necesario tener en cuenta que en el precio que pagan los consumidores, cuando adquieren su electricidad en el mercado, se incluyen una serie de costes que tienen por objetivo retribuir tanto el respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en el horizonte diario y en tiempo real, como la capacidad necesaria para dicho equilibrio a medio y largo plazo.

En el caso de un consumidor que pudiera estar acogido a una modalidad de autoconsumo, cuando su red se encuentre conectada al sistema, éste se beneficiará del respaldo que le proporciona el conjunto del sistema, aun cuando esté autoconsumiendo electricidad producida por su instalación de generación asociada, al contrario de lo que ocurriría si este consumidor se encontrara eléctricamente aislado del sistema eléctrico.

Estas razones justifican que los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo, tengan que hacer frente, al igual que el resto de consumidores, a los costes del sistema eléctrico, incluyendo aquellos necesarios para financiar las tecnologías de respaldo. A estos efectos, se crea un precio denominado peaje de respaldo que deben satisfacer estos consumidores por la energía suministrada directamente por la instalación de generación asociada y que tiene por objeto cubrir esos costes.

A estos efectos, se crea un precio denominado peaje de respaldo que deben abonar estos consumidores por la energía suministrada por la instalación de generación asociada y que tiene por objeto cubrir esos costes.



Este precio se construye, para cada peaje de acceso, considerando el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad que corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste en cada periodo. Adicionalmente, las modificaciones y actualizaciones del peaje de respaldo serán de aplicación a todos los consumidores acogidos a estas distintas modalidades con independencia de la fecha en que se hayan suscrito los contratos de acceso y de suministro.

- f) El **título VI**, a través de los artículos del 17 al 20, regula el Registro administrativo de autoconsumo con el objetivo del adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a estas modalidades. Además se establece la posibilidad de realización de planes de inspección de la aplicación de las condiciones económicas de los suministros acogidos a modalidades de autoconsumo, al objeto de evitar cualquier fraude que eventualmente pudiera producirse.

Del mismo modo se contempla que el incumplimiento de lo establecido en el real decreto podrá conllevar la suspensión del suministro eléctrico y podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico[GMEI].

- g) La **disposición adicional única** prevé la modificación de Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre al objeto de que los vertidos a la red de consumidores en los que se hayan implantado sistemas de ahorro y eficiencia en la medida en la que esa energía es descontada, en el mismo periodo horario, de la energía consumida, abonen el peaje de acceso que resulte de aplicación
- h) Las disposiciones transitorias:

Disposición transitoria primera establece los valores de los peajes de respaldo de manera provisional hasta que sean establecidos por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición transitoria segunda establece la obligación de adaptarse a lo dispuesto en el real decreto para aquellos consumidores que estén realizando ya prácticas de autoconsumo.

Disposición transitoria tercera establece una reducción del peaje de respaldo, para un periodo determinado, para instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Como ya se justificaba en el título V, la generación distribuida aunque presenta beneficios para el sistema fundamentalmente en lo relativo a reducción de pérdidas de la red, como parte integrante del sistema eléctrico tiene que asumir parte de los costes del mismo, incluyendo los costes necesarios para financiar las tecnologías de respaldo.

Por su lado, los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares se caracterizan por la particularidad de que la demanda eléctrica se cubre, de manera mayoritaria, con tecnologías térmicas de origen fósil, siendo la participación de las fuentes de



energía renovables aún modesta y el coste de generación convencional es mucho más elevado que en el sistema eléctrico peninsular.

Se plantea, por tanto, una reducción de los peajes de respaldo para estos sistemas, iniciativa que tiene como objetivo fomentar la participación de las fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que conllevaría la disminución de los costes de generación.

Disposición transitoria cuarta establece la exención del peaje de respaldo para instalaciones de cogeneración que cumplan una serie de requisitos hasta el 31 de diciembre de 2016[GME2], por razones de interés en el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil.

- i) La **disposición derogatoria única** enumera la derogación normativa.
- j) La **disposición final primera** modifica el Real Decreto 1435/2002 para incorporar un campo en las bases de datos de los puntos de suministro de las distribuidoras relativo acogimiento o no del punto de suministro a la modalidad de suministro de autoconsumo.
- k) La **disposición final segunda**, se realizan las modificaciones en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de que la energía empleada por las empresas distribuidoras para consumos propios tengan el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.
- l) Las **disposiciones finales tercera, cuarta y quinta** establecen la habilitación normativa, los títulos competenciales y por último su entrada en vigor.
- m) El proyecto se completa con un **anexo** a cumplimentar para poder inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo

C) IMPACTO ECONÓMICO

Tal y como se ha expuesto en el apartado B, las instalaciones recogidas en el ámbito de aplicación de este real decreto, como parte integrante del sistema eléctrico deben contribuir a los costes del sistema.

Así se establece un peaje de respaldo que deben de satisfacer por la energía autoconsumida al objeto de contribuir a la cobertura de los costes del sistema como el resto de consumidores así como para retribuir la función de respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en tiempo real y como la capacidad necesaria a medio y largo plazo. El peaje de respaldo se calculará, para cada categoría de peaje de acceso, considerando el término variable de los peajes de acceso, el valor de los pagos por capacidad que corresponda y el precio estimado de los servicios de ajuste en cada periodo correspondientes a la demanda nacional.



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y
TURISMO

No obstante, este peaje de respaldo tendrá una reducción para los consumidores ubicados en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares acogidos a una modalidad de suministro con autoconsumo y a aquellos asociados a una instalación de producción, hasta el 31 de diciembre de 2019, un peaje de respaldo en función del peaje de acceso que resulte de aplicación al punto de suministro del consumidor.